Indice

Sommario

Il presente lavoro si pone l'obiettivo di analizzare un impianto fotovoltaico dal punto di vista delle problematiche connesse alla valutazione delle sue performance. L'attività di monitoraggio rientra naturalmente nelle problematiche in questione. Non si tratta quindi di un'analisi economica né tanto meno di un'analisi tecnica dell'impianto fotovoltaico, quanto piuttosto di un'analisi funzionale tesa a determinare la qualità delle prestazioni e la bontà degli strumenti delegate a misurarle.
Allo scopo verrà studiato il sistema di monitoraggio attualmente adottato e se ne evidenzieranno i limiti, suggerendo quelle che a nostro avviso possono essere delle strade alternative e più aderenti alla realtà nell'elaborazione e interpretazione dei dati forniti dal sistema di acquisizione.
Giungeremo in tal modo alla stesura di un report relativo alle performance dell'impianto nell'anno 2012 ed evidenzieremo alcune criticità emerse durante l'elaborazione dei dati che ci hanno suggerito l'idea di sviluppare un'applicazione software per tablet come ausilio nella nostra indagine. La APP realizzata ci ha permesso di effettuare un'analisi dei dati sia di tipo qualitativo che quantitativo, consentendoci di interpretare in maniera agevole una massiccia mole di dati la cui manipolazione manuale si sarebbe rivelata ardua.

1 INTRODUZIONE

L'idea di questo lavoro è nata dalla necessità di approfondire un tema che ancora oggi non è sufficientemente preso in considerazione, ovvero il *monitoraggio di impianti fotovoltaici di medie e grandi dimensioni*. Coloro che realizzano l'impianto sono, nella maggioranza dei casi, gli stessi che poi si occuperanno della gestione e della manutenzione. Purtroppo questi, una volta ultimato l'impianto, non hanno alcun interesse ed eseguire analisi dettagliate per scovare eventuali malfunzionamenti e, spesso, non avrebbero neppure le competenze per farlo. Si apre quindi la strada ad una nuova figura professionale, l'O&M Manager, ovvero colui che si occupa, in maniera disinteressata, esclusivamente di monitorare la produttività e le performance di un impianto FV. Al giorno d'oggi però sono pochi gli impianti che beneficiano di un servizio simile.
Questa tesi ha lo scopo di suggerire alcune procedure che potrebbero essere applicate per svolgere questo lavoro, mettendo in luce la non irrisoria complessità di calcolo ma anche le enormi potenzialità che potrebbe avere lo studio dettagliato delle performance.

L'approccio di analisi enunciato in questo elaborato, non è stato solo descritto in forma teorica, ma è basato su un'esperienza pratica da me condotta grazie ad uno stage presso Galileia, uno spin-off dell'Università degli Studi di Padova.
Il progetto seguito assieme al team di Galileia prevedeva di porci come interlocutori, garantendo una posizione imparziale, tra il committente di un impianto fotovoltaico sito in Padova e i gestori dello stesso. L'obiettivo era appunto quello di valutare le performance del sistema FV, in relazione anche a quanto previsto dal contratto stipulato tra le due parti.
La collaborazione con i proprietari dell'impianto, ovvero la società Sinloc Spa (Sistema Iniziative Locali), è stata avviata con un intenso scambio di materiale tecnico inerente all'impianto. Una volta delineate le caratteristiche dell'impianto è stato effettuato il sopralluogo per poter raccogliere ulteriori dati. Una volta in possesso di tutto l'occorrente, siamo partiti con lo studio dettagliato dell'impianto, le cui considerazioni sono state riportate in questo lavoro di tesi.

Inizieremo quindi analizzando da un punto di vista generale i contratti EPC e O&M per arrivare a descrivere il contratto relativo all'impianto oggetto di studio e le relative garanzie (Capitolo 2).
Tra i servizi proposti a garanzia dell'impianto vi è il monitoraggio del sistema, il quale verrà dapprima analizzato in maniera generale per dare un'idea dello stato dell'arte sull'argomento, per arrivare poi a descrivere lo specifico sistema di monitoraggio proposto dei gestori dell'impianto stesso. Questo essenzialmente consiste in un sistema di acquisizione dati collegato ad un sistema di storage degli stessi in una database presente in un sito internet. Tale sito offre la possibilità all'utente di effettuare vari tipi di interrogazione dei dati. Il servizio di monitoraggio consiste inoltre nell'invio al cliente di un report mensile che riporta i principali indici di performance e produzione dell'impianto (Capitolo 3).

Lo studio del sistema informativo proposto per il monitoraggio dell'impianto ci ha portato ad individuare alcuni punti di criticità relativi ad alcuni strumenti di acquisizione dati: i solarimetri. Inoltre è risultato che a volte i valori letti nei report sono di non immediata interpretazione o addirittura devono essere corretti a causa di un errato collegamento elettrico nel sistema, come succede nel caso dei carichi ausiliari (Capitolo 4).

A questo punto, dopo aver individuato alcune metodologie di correzione dei dati, siamo stati in grado di redigere il report per l'anno 2012 entrando nel dettaglio dei rendimenti quando questi hanno presentato valori inferiori ad una determinata soglia di accettabilità (Capitolo 5).

Per poter effettuare un'analisi dettagliata a livello di prestazioni istantanee del sistema, e non volendoci basare su dati giornalieri o mensili, abbiamo ritenuto opportuno sviluppare un software ad hoc per poter automatizzare l'analisi di grandi quantità di dati in maniera agevole ed immediata (Capitolo 6).

2 CONTRATTI E RELATIVE GARANZIE

2.1 *IL CONTRATTO EPC*

Nell'ambito del contratto **EPC** (**Engineering Procurement & Construction**) la società provvede a tutti gli adempimenti necessari per la realizzazione di un impianto fotovoltaico:

- si fa carico di ottenere tutti i permessi necessari alla costruzione;
- gestisce tutti i rapporti con gli Enti competenti, Enel, Comune, Agenzia delle Dogane e GSE;
- realizza il progetto esecutivo e provvede all'acquisto di tutti i materiali;
- realizza le strutture di supporto dei pannelli;
- effettua il montaggio civile, meccanico ed elettrico degli impianti;
- provvede alla connessione alla rete;
- realizza i sistemi di antifurto e videosorveglianza;

Grazie a questo contratto si entra in possesso di un impianto FV "chiavi in mano". [1]

2.2 *IL CONTRATTO O&M*

Negli ultimi anni si è assistito in Italia ad una continua crescita del numero di impianti fotovoltaici che venivano connessi in rete. Solo ultimamente, però, i proprietari degli impianti FV iniziano a prestare attenzione ai servizi di **Operation and Maintenance** (**O&M**), ossia la gestione e la manutenzione, e a riconsiderare l'importanza di queste attività per poter ottenere la massima resa del loro investimento.

Inizialmente, infatti, nel mercato degli impianti su tetto le attività di O&M garantite dall'installatore che realizzava l'impianto si limitavano spesso a fornire un sistema remoto di segnalazione dei guasti e/o di rilevazione della produzione, in aggiunta ad un programma più o meno dettagliato di manutenzione preventiva che nella maggior parte dei casi si riduceva a una verifica visiva dello stato dei materiali e delle condizioni di fissaggio dei pannelli al tetto. Per gli impianti realizzati in ambito industriale, all'imprenditore proprietario spesso bastava un intervento, in caso di necessità, sulla base dei contratti di "garanzia di prodotto" sottoscritti a seguito della fornitura dell'impianto. Di conseguenza il monitoraggio dell'impianto FV veniva delegato ai manutentori del sito industriale, quindi alle strutture interne della proprietà.

Risultava quindi problematico capire chi, tra le strutture interne del proprietario e il fornitore dei servizi di manutenzione dei componenti, aveva il compito preciso di massimizzare l'efficienza dell'impianto stesso.

Nel corso del 2013, per gli impianti su tetti di coperture industriali, si è presa una progressiva consapevolezza, da parte dei proprietari, dell'importanza delle attività di O&M, e la necessita di avere un unico soggetto che si occupi della gestione dell'impianto sia dal punto di vista tecnico che "amministrativo", operando con professionalità, competenza e che sia capace di garantire le massime prestazioni dell'impianto.

Infatti l'idea, condivisa da quasi tutti gli operatori del settore, che per ottenere un buon rendimento da un impianto FV, una volta costruito, bastasse un'attività di "manutenzione preventiva" secondo un calendario standard si è rivelata falsa, o comunque non sufficiente a garantire il ritorno dell'investimento; gli impianti fotovoltaici necessitano anche di un'attenta capacità di ottimizzazione e di anticipazione delle situazioni di degrado o malfunzionamento che possono pregiudicare nel tempo le prestazioni dell'impianto stesso.

L'interesse a tali contratti O&M non c'è solo da parte dei proprietari degli impianti, ma anche da parte di coloro che li hanno costruiti. Il fotovoltaico in Italia, infatti, inizia ad avere una certa storia alle spalle e con esso gli impianti installati: circa 1,6 GW di impianti installati tra il 2009 e il 2010, nel 2012 hanno superato la scadenza dei due anni di assistenza. Ecco che nei prossimi anni si avranno sempre più impianti "scoperti" dal punto di vista della manutenzione; nel 2013 andranno fuori garanzia impianti per circa 5 GW di potenza e nel 2014 si aggiungeranno altri 2 GW e si presenterà quindi la necessità di ricontrattare la manutenzione.

Oltre a questo bisogna considerare il crollo delle installazioni degli impianti di grossa taglia che vedono un calo del 40% rispetto al 2011. Si spiega quindi il motivo per cui molti operatori EPC italiani si stiano rivolgendo sempre con più interesse al business dell'O&M, a vantaggio di terzi, di impianti già esistenti.

Sta nascendo quindi una nuova opportunità di business, in cui gli operatori del settore si stanno attrezzando non solo per garantire le attività di assistenza sugli impianti FV da loro costruiti (aggiungendo quindi alla loro offerta di EPC anche il servizio O&M), ma anche per proporsi come interlocutori su impianti costruiti da terzi.

Oltre quindi alla sola capacità di costruzione dell'impianto mediante contratto EPC, i servizi di O&M rappresentano anche la capacità di saperlo gestire per garantirne le prestazioni nel tempo.

Ecco quindi che nascono nuovi operatori che hanno lo scopo di specializzarsi nella gestione e manutenzione degli impianti, i quali riorganizzano le loro attività e le loro strutture in modo da erogare i servizi in modo efficiente.

Va però anche precisato che il settore dell'O&M ha assistito negli ultimi tre anni ad una riduzione notevole dei prezzi: tra il 29 e il 40% a seconda delle taglie degli impianti.

Fortunatamente, come già anticipato, questo mercato crescerà vertiginosamente: il 2013 rappresenterà, infatti, l'anno in cui lo stock più ampio di impianti, quelli entrati in esercizio nel 2010 e 2011, raggiungerà il termine del periodo FAC (*Final Acceptance Certificate*), ovvero il periodo di garanzia contrattuale fornita dagli installatori e durante il quale questi si occupano della completa gestione e manutenzione dell'impianto stesso. Si stima che oltre 5 GW di potenza potranno essere oggetto di nuove contrattazioni per le attività di O&M nel corso del solo 2013, a cui si aggiungeranno circa 2 GW nel 2014.

Dopo il FAC, quindi, sarà possibile per i proprietari degli impianti decidere se **rinnovare la fiducia all'EPC** che ha realizzato l'impianto, e che per i primi due anni di garanzia si è occupato di svolgere le attività di manutenzione O&M, oppure **scegliere sul mercato un soggetto diverso** in grado di garantire migliori condizioni operative per i servizi in oggetto. In realtà molto spesso i proprietari sono obbligati a scegliere nuovi soggetti nel mercato, in quanto le EPC, con il venir meno delle attività legate alla costruzione degli impianti, hanno dovuto modificare le loro strategie e ridimensionare i loro piani di sviluppo nel fotovoltaico. [2] [3]

Negli attuali contratti O&M è importante evidenziare:

- *L'impegno dell'operatore*, ovvero garantire la continuità e il regolare esercizio dell'impianto.
- *L'elenco dei servizi oggetto dell'accordo*, come ad esempio interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria, monitoraggio, fornitura dei materiali, videosorveglianza reportistica, lavaggio dell'impianto ecc..
- *Le modalità e i tempi di erogazione dei servizi*.
- *Le responsabilità dell'operatore*.
- *Princing e valore del contratto*; sia l'operatore di O&M che il committente dovranno beneficiare di un risultato positivo, e alla base di ogni accordo dovranno esserci trasparenza, chiarezza e correttezza. Deve quindi essere un contratto equo. [3]

Tramite il contratto O&M è possibile tutelare l'impianto FV attraverso la manutenzione ordinaria e straordinaria dello stesso per far sì che il suo rendimento sia sempre il migliore possibile. La società provvede, tra le altre cose:

- alla pulizia dell'impianto;
- alla verifica di staticità dei pannelli fotovoltaici;
- al controllo delle parti elettriche, tramite prove di funzionamento degli interruttori di protezione, pulizia degli inverter, prove di funzionamento elettriche;
- al monitoraggio a distanza del campo FV e degli inverter centrali tramite sistema di monitoraggio;
- alla riparazione e sostituzione di eventuali guasti;.

- all’ordine delle parti necessarie alle riparazioni relative alla ordinaria manutenzione, alla sostituzione e allo smaltimento di quelle vecchie.

In altre parole ogni operazione necessaria a mantenere l’impianto fotovoltaico nelle migliori condizioni possibili per garantirne efficienza e funzionalità. [1]

2.3 LE GARANZIE DI UN CONTRATTO FV

Il costo di un impianto fotovoltaico è costituito da diverse voci, tra cui la fornitura dei componenti (pannelli fotovoltaici, inverter, struttura di sostegno, eventuale sistema di monitoraggio delle prestazioni e trasferimento dei dati a distanza, quadri e accessori), l’installazione, eventuali opere edili, lo sviluppo del progetto e le pratiche (distributore, GSE, autorizzazioni), l’assistenza tecnica durante la vita dell’impianto (manutenzione ordinaria e straordinaria) e l’assicurazione. La quota parte maggiore dei costi è rappresentata dai moduli fotovoltaici, pertanto è molto importante che il **costruttore di moduli** fornisca un certificato di garanzia che comprende la **garanzia di prodotto** e la **garanzia di prestazioni**.

La garanzia di prodotto riguarda la garanzia contro difetti di fabbricazione e di materiale; secondo la normativa questa deve coprire almeno 2 anni dalla data in cui vengono forniti i moduli fotovoltaici e deve garantire contro eventuali difetti di materiale o di fabbricazione che possano impedirne il regolare funzionamento a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione.

La garanzia di prestazioni, invece, riguarda il decadimento delle prestazioni dei moduli negli anni; il costruttore deve garantire che la potenza erogata dal modulo, misurata in condizioni standard (irraggiamento 1000 W/m^2, distribuzione spettrale AM = 1.5, temperatura delle celle 25 °C), non sarà inferiore al 90 % della potenza minima del modulo per almeno 10 anni, e non inferiore all’80% per almeno 20 anni.

In genere vengono esclusi dai diritti di garanzia i danni e i guasti di funzionamento o di servizio dei moduli derivanti da:

- incidenti, uso su unità mobili o uso negligente, erroneo o inadeguato;
- mancato rispetto delle istruzioni d’installazione, uso e manutenzione;
- modifiche, installazioni o usi erronei o non effettuati da personale esperto;
- danni cagionati da sovratensioni, scariche atmosferiche, allagamenti, terremoti, azioni di terzi o qualsiasi altro motivo estraneo alle normali condizioni di funzionamento dei moduli.

Si riporta di seguito una tabella, Fig. 2.1, con elencate le garanzie stabilite da contratto, riguardo i diversi componenti dell'impianto fotovoltaico di Mercato Solare S.p.A..

Componente		Periodo di Garanzia
Moduli fotovoltaici (ivi incluso il relativo cavo flessibile)	Difetti di materiale o di fabbricazione	2 anni
	Performance	25 anni
[Trackers]		
Gruppi di conversione (*inverters*).		5 anni
Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.		10 anni
Sistema di monitoraggio e acquisizione dati.		5 anni
Componenti e apparecchiature utilizzati per l'installazione elettrica e altri componenti.		2 anni

Fig. 2.1 Periodi di garanzia per i diversi componenti

Esistono altre forme di **garanzia**, che interessano maggiormente la seguente trattazione, le quali riguardano il **raggiungimento delle prestazioni minime di produzione** dell'impianto. Si riporta di seguito la descrizione dei principali indici di performance che possono essere utilizzati nella valutazione delle suddette prestazioni.

2.3.1 Il Performance Ratio (PR)

Tra i principali indici per misurare l'efficienza di un impianto fotovoltaico troviamo il Performance Ratio (PR), il quale definisce il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta dall'impianto (misurata al contatore M2) e l'energia che l'impianto avrebbe dovuto produrre in condizioni ideali nel periodo analizzato [4].

Esso non dipende dall'orientamento dell'impianto e dall'irraggiamento cui è soggetto; esprime, invece, la capacità di trasformare l'energia solare in energia elettrica ed è funzione delle perdite di sistema. Per il calcolo del Performance Ratio si utilizzano caratteristiche di potenza dei moduli fotovoltaici che sono state rilevate in condizioni standard di test (irraggiamento di 1000 W/m^2 e temperatura del modulo di 25°C). Condizioni differenti nel funzionamento reale influenzano quindi il PR, facendogli assumere valori minori o maggiori del 100%.

Essendo il PR il rapporto tra potenza effettiva e potenza ideale, il suo valore può essere influenzato dalla misura di entrambi i parametri. In particolare la potenza ideale viene calcolata facendo riferimento all'irraggiamento e alla potenza nominale dei moduli. Poiché l'irraggiamento è letto da un solarimetro, lo stato di funzionamento di quest'ultimo può influire nella determinazione del PR. In effetti, come vedremo in seguito nell'analisi dei dati forniti dal sistema di monitoraggio dell'impianto di Mercato Solare S.p.A., si è verificato che i due unici solarimetri (installati prima di Luglio 2013) hanno fornito indicazioni discordanti riguardo l'irraggiamento.

Per quanto riguarda la potenza effettivamente misurata (numeratore nell'espressione del PR), dobbiamo tenere in considerazione in seguenti parametri:

- Fattori ambientali:
    - *Temperatura dei moduli fotovoltaici*: un modulo fotovoltaico è particolarmente efficiente alle basse temperature, viceversa le sue prestazioni peggiorano all'aumentare della temperatura. Quindi l'aumento della temperatura dei pannelli agisce nel senso di diminuire il valore del PR.
    - *Irraggiamento solare*: quando il sole è basso all'orizzonte, quindi alla mattina, di sera, e soprattutto in inverno, il valore dell'irraggiamento solare si avvicina al valore di dissipazione (= differenza tra la potenza assorbita e la potenza rilasciata) in modo più marcato rispetto alle altre ore della giornata e stagioni. Per questo motivo, i calcoli effettuati in questi periodi presentano un valore PR più basso del solito.
    - *Ombreggiamento o sporcizia sui moduli fotovoltaici*: moduli ombreggiati o con sporcizia depositata, assorbono meno la radiazione solare riducendo, di conseguenza, l'efficienza e anche il PR.

- Altri fattori da cui dipende l'energia prodotta:
    - *Periodo di rilevazione*: il PR è un parametro dinamico che è influenzato dall'andamento dell'irraggiamento solare nel corso dell'anno. Ha però senso, ai fini di analisi delle prestazioni dell'impianto, considerarne il valore mediato in un arco di tempo, per esempio un mese. Calcolare il PR facendo riferimento ad un periodo inferiore al mese, non consente di calcolare in maniera corretta il suo valore. Infatti, in questo caso, i fattori spuri come temperature basse o alte, ridotta altezza solare e ombreggiamento, influenzano molto i risultati inficiandone la validità.
    - *Perdite per mismatching*: si hanno quando si collegano in serie moduli o in parallelo stringhe con caratteristiche non perfettamente identiche. In questo caso il sistema di

inseguimento del massimo punto di potenza MPPT, non trovando la curva di funzionamento ottimale, si posiziona sulla curva del modulo peggiore penalizzando complessivamente il rendimento dell'intera stringa.

- *Perdite per riflessione*: quando una frazione della radiazione solare incidente sul modulo fotovoltaico viene riflessa da vetro posto a protezione delle celle.
- *Perdite di conduzione*: sono perdite di trasmissione dell'energia che si verificano lungo i cavi che portano dal campo FV all'inverter (perdite in corrente continua) e dall'inverter al contatore di immissione del gestore della rete (perdite in corrente alternata), e dipendono dal tipo e dal materiale dei cavi utilizzati. Queste perdite di conduzione ovviamente riducono il valore del PR.
- *Rendimento dell'inverter*.
- *Decadimento delle prestazioni dei moduli:* la degradazione dei pannelli solari nel tempo porta ad una progressiva riduzione del PR. In genere, per moduli fotovoltaici in silicio monocristallino e policristallino si ha una riduzione dell'efficienza del 20% in 20 anni.

Con riferimento ora alla potenza ideale (denominatore del PR), i parametri che ne influenzano la determinazione sono:

- *Orientamento dell'apparecchio di misurazione:* se l'apparecchio di misurazione non ha lo stesso orientamento dei moduli dell'impianto è possibile ottenere valori di PR maggiori del 100% a causa di un diverso irraggiamento solare.
- *Ombreggiamento o sporcizia dell'apparecchio di misurazione*: possono essere presenti degli ostacoli come piante o edifici che ombreggiano, in modo temporaneo o costante, l'apparecchio di misurazione dell'impianto fotovoltaico. Quando il sole è basso, gli stessi componenti dell'impianto fotovoltaico possono comportare ombra sul misuratore. L'ombreggiamento parziale o totale del dispositivo di misurazione può portare il PR a superare il 100%. Stesso risultato si può ottenere con sporcizia depositatasi sull'apparecchio. [5]

La figura 2.2 schematizza la produzione di energia elettrica attraverso un impianto fotovoltaico ed evidenzia i punti del processo di conversione in cui si hanno le principali cause di perdita di energia.

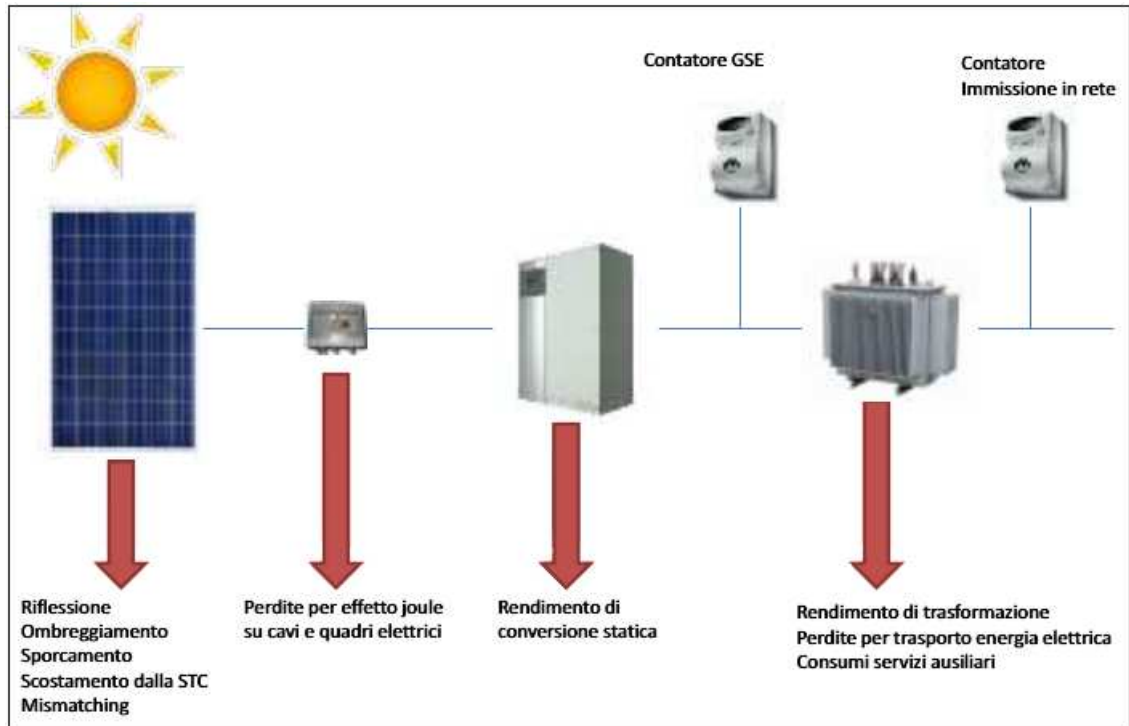



Fig. 2.2 Principali perdite di energia di un impianto fotovoltaico

La formula (2.1) per il calcolo, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 82-25, è la seguente:

$$PR = \frac{E_{ca}\ x\ G_{STC}}{P_n\ x\ H_i} \quad (2.1)$$

dove:

E_{ca} è l'energia prodotta lato corrente alternata [Wh]

P_n è la potenza nominale del generatore FV [W]

H_i è la radiazione solare rilevata sul piano dei moduli [Wh/m^2]

G_{STC} è l'irraggiamento in condizioni standard, pari a 1000 W/m^2

La Norma CEI 82-25 prevede, inoltre, la possibilità di correggere il valore del PR quando le celle FV superano la temperatura superficiale di 40 °C, correggendo con la seguente espressione (2.2) la potenza di picco:

$$P_n = 1 - (T_{cel} - 40)\ x\ \frac{\gamma}{100} \qquad (2.2)$$

dove:

T_{cel} è la temperatura misurata sulla superficie della cella FV [°C]

γ è il coefficiente di perdita in temperatura caratteristico del modulo FV utilizzato [%/°C]

Nel corso della trattazione si userà, quando necessario, tale correzione. [6]

2.3.2 La Disponibilità Tecnica

Un altro parametro prestazionale utilizzato per valutare la produzione raggiunta dall'impianto, in uno specifico periodo di esercizio, è la Disponibilità Tecnica, che tiene conto della mancata produzione dell'impianto durante la sua vita a causa di guasti, blocchi per manutenzione e simili. Tale indice si ottiene dal rapporto tra la potenza indisponibile, pesata con l'irraggiamento verificatosi nel periodo d'indisponibilità, e la potenza nominale dell'impianto. Rappresenta quindi la percentuale della potenza installata che è effettivamente in esercizio in un certo periodo.

Solitamente viene utilizzata assieme al PR, per valutare la capacità produttiva raggiunta dall'impianto fotovoltaico durante l'anno di esercizio, da poter utilizzare nella contrattualistica (Costruzione e Manutenzione) per definire i livelli di producibilità raggiungibili dall'impianto e garantiti durante il suo ciclo di vita.

Il mancato raggiungimento della Disponibilità Tecnica, al quale corrisponde conseguentemente una riduzione dell'energia prodotta, viene in genere risarcito dall'operatore (O&M) che è responsabile dell'operatività dell'impianto. [6]

2.3.3 La Produzione Garantita

Infine, altro indicatore che può essere scelto è il raggiungimento della produzione attesa che, come d'altronde anche gli altri parametri analizzati, prevede un sistema di garanzie e penali economiche a carico dell'appaltatore e/o del gestore. In questo caso si stabilisce, per i 20 anni di funzionamento dell'impianto fotovoltaico, la produzione garantita anno per anno in kWh.

In genere, quindi, il mancato raggiungimento delle performance minime garantite comporta il pagamento di penali compensative a carico dell'appaltatore (EPC) a risarcimento dei danni economici derivanti dalla mancata performance.

2.4 *La Produzione Garantita per Mercato Solare S.p.A.: il contratto O&M*

Per l'impianto fotovoltaico in esame è stata pattuita, come indice prestazionale, la Produzione Garantita.

Il contratto di servizi di gestione e manutenzione O&M è stato firmato tra Mercato Solare S.p.A., che è il Committente, e Metalco&Mazzanti group S.r.l., che è il Gestore.

Nello specifico, il Committente ha stipulato con il Mercato AgroAlimentare di Padova Scarl (Maap), con sede in Padova, Corso Stati Uniti 50, un contratto avente ad oggetto la subconcessione, mediante un Contratto di Subconcessione, in suo favore delle superfici di copertura degli immobili del Maap, per un periodo di 21 anni, per l'installazione di un impianto fotovoltaico della **potenza di 4,37 MW**. Successivamente, il 23/07/2010, Committente e Gestore hanno sottoscritto un Contratto di Appalto "chiavi in mano" (contratto EPC), avente ad oggetto la progettazione, la fornitura degli elementi e dei materiali e la realizzazione sul Sito, da parte del Gestore, di un impianto fotovoltaico multi sezione (per una potenza complessiva nominale pari a circa 4,37 MWp) e delle relative opere accessorie e di connessione.

Il Contratto di Appalto prevede che per tutta la durata del corrispondente Periodo di Garanzia, il Gestore sarà responsabile nei confronti del Committente della manutenzione e del funzionamento dell'impianto.

Il **Periodo di Garanzia** è pari a **2 ann**i decorrenti dalla data di rilascio del corrispondente PAC (Dicembre 2011).

Il Gestore garantisce al Committente, a decorrere dalla data di emissione del relativo FAC (che verrà firmato in Dicembre 2013) e per tutta la durata del contratto, la corrispondente Produzione Garantita, a meno che il mancato raggiungimento della stessa non dipenda da un evento di forza maggiore che abbia provocato come conseguenza un fermo macchina di tale impianto. Il Gestore garantisce i livelli di produzione dell'impianto in relazione a ciascun anno contrattuale a partire dalla data di emissione del FAC e quindi a partire dal secondo anno di operatività dell'impianto.

Si considerano eventi di forza maggiore:

a) Grandine, gelo, neve, alluvione, incendi, disastri e calamità naturali.
b) Epidemie, guerre e sommosse.
c) Scioperi nazionali e locali, purché non sia personale dipendente dal Gestore.
d) Atti terroristici.

Al termine del relativo Periodo di Garanzia e per tutta la durata del contratto il Gestore dovrà garantire il corretto funzionamento dell'impianto e dei relativi componenti ed effettuare tutte le relative attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, la riparazione e le sostituzioni concordate utilizzando opportune scorte di parti di ricambio.

Il Committente inoltre deve corrispondere al Gestore, da quando l'impianto inizia a funzionare, a titolo di **corrispettivo** per tutte le attività previste dal contratto, l'importo fisso annuo pari a Euro 109000 (circa 27,25 k€/MWp), il quale subirà modifiche in misura proporzionale al tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT.

2.4.1 Penale e premio da Produzione Garantita

L'Appaltatore sarà tenuto a corrispondere al Committente, a titolo di penale per l'impianto, le somme calcolate con l'espressione seguente, in caso di mancato raggiungimento, durante il relativo Periodo di Garanzia, della corrispondente Produzione Garantita dell'impianto, al fine di indennizzare il Committente per le perdite dovute alla minor produzione di energia del relativo impianto.
La formula (2.3) per il calcolo è la seguente:

$$PLD_i = \sum_{i=1}^{2} (GPL_i - APL_i)\ x\ (T + V_i) \qquad (2.3)$$

dove:

PLD$_i$ indica la Penale da Produzione Garantita applicabile (espressa in €);

GPL$_i$ è il livello di produzione garantita dell'impianto nel periodo preso in considerazione [kWh/anno];

APL$_i$ è il livello di produzione effettiva dell'impianto calcolata nel periodo preso in considerazione [kWh/anno];

i è l'anno di riferimento del Periodo di Garanzia;

T è l'incentivo [€/kWh];

Vi è il prezzo medio dell'energia elettrica nel periodo e nel luogo di riferimento.

Inoltre, a partire dalla data di avvio della gestione dell'impianto, il Committente corrisponderà al Gestore, a titolo di premio (detto anche bonus), il 50% dei ricavi derivanti dall'energia prodotta dall'impianto in eccedenza alla corrispondente Produzione Garantita dell'impianto (**Premio da extraproduzione**, da calcolarsi sull'anno solare).

2.4.2 Calcolo penali e bonus per Mercato Solare S.p.A. - anno 2012

Si riporta nel seguente paragrafo il calcolo di eventuali penali/bonus per l'anno solare 2012. Nella trattazione non si entrerà molto nel dettaglio delle caratteristiche dell'impianto, in quanto verranno riprese e ampiamente descritte in seguito.

Nella seguente tabella (Tabella 2.1) è rappresentata l'energia elettrica misurata dai contatori M2 a valle di ciascun inverter, valore che serve per stabilire l'incentivo che il GSE deve erogare.

Tabella 2.1 Energia misurata dai contatori M2 dei 13 inverter – anno 2012

	Energia elettrica misurata [kWh]													
	inv. 1	**inv. 2**	**inv. 3**	**inv. 4**	**inv. 5**	**inv. 6**	**inv. 7**	**inv. 8**	**inv. 9**	**inv. 10**	**inv. 11**	**inv. 12**	**inv. 13**	**tot**
gennaio	14693	16829	14126	16170	15920	15774	16342	16322	15406	15851	14760	16304	16422	204920
febbraio	21234	23694	22262	24741	24563	24200	23930	23315	23656	24101	22990	23888	23880	306454
marzo	37805	40771	40259	43710	43366	42579	41995	40080	41976	42144	40534	41995	41850	539066
aprile	34043	36574	36288	39104	38685	38032	37506	36038	34925	37933	36346	37638	37824	480936
maggio	46606	50546	49894	53446	53509	52584	52110	49462	51584	52077	50478	52275	52464	667037
giugno	44478	49968	37259	53192	52674	51754	51616	48141	50619	51141	49910	51619	51790	644162
luglio	46827	53480	52259	56990	56253	55371	55442	51397	54040	55067	52410	55232	55402	700170
agosto	42784	49166	47792	52274	51362	50758	50942	47090	49475	50312	49810	50875	51099	643739
settembre	30293	33757	33083	36029	35448	35027	34581	33066	34510	34826	33024	34792	34915	443350
ottobre	20418	22482	21645	23779	23555	23245	23058	22171	22227	23110	22240	22982	22981	293893
novembre	12018	13373	12285	13894	13771	13539	13626	13198	13093	12669	12395	13283	12984	170128
dicembre	7478	9182	6830	7858	7957	7738	9184	9496	7846	8170	8160	9262	9222	108384
anno 2012	**358677**	**399822**	**373984**	**421187**	**417062**	**410602**	**410331**	**389776**	**399358**	**407400**	**393058**	**410147**	**410834**	**5202238**

La *produzione garantita* (GPL) per l'anno 2012, secondo quanto stabilito dal contratto O&M, è pari a 4'901'734 kWh.

L'impianto è suddiviso in 6 sezioni con la seguente ripartizione della potenza (Tabella 2.2):

Tabella 2.2 Suddivisione della potenza nelle diverse sezioni

Sezione	Potenza	%
1	661.76	15.24%
2	1398.25	32.20%
3	338.40	7.79%
4	310.46	7.15%
5	972.23	22.39%
6	661.76	15.24%
Totale	4342.86	100.00%

L'energia misurata da M2 riportata in Tabella 2.1 viene ora suddivisa in funzione delle diverse tipologie di installazione che caratterizzano l'impianto FV. Si vuole precisare, giusto per capire meglio i conti eseguiti, la collocazione degli inverter nelle diverse sezioni:

- Sezione 1: inverter 1 e 2;
- Sezione 2: inverter 3, 4, 5 e 6;
- Sezione 3: inverter 7;

- Sezione 4: inverter 8;
- Sezione 5: inverter 9, 10 e 11;
- Sezione 6: inverter 12 e 13.

Nella Tabella 2.3 si riporta, suddividendo nelle 3 diverse tipologie di installazione dei moduli FV:

- Il GPL relativo ad ogni sezione, ovvero la produzione che ciascuna sezione dovrebbe garantire (esempio: 4'901'734 x 15.24% nel caso della sezione 1).
- L'APL relativo ad ogni sezione, ovvero l'effettiva produzione di ciascuna sezione (esempio: 358'677 + 399'822 nel caso della sezione 1).
- Il calcolo del PLD, secondo quanto previsto dalla Formula (2.3), dove:
  - V è assunto pari a 0,08 €/kWh;
  - $T_{p.i.}$ è l'incentivo per l'installazione parzialmente integrata, pari a 0,384 €/kWh, secondo quanto previsto dal Secondo Conto energia;
  - $T_{t.i.}$ è l'incentivo per l'installazione totalmente integrata, pari a 0,422 €/kWh, secondo quanto previsto dal Secondo Conto energia;
  - $T_{n.i.}$ è l'incentivo per l'installazione non integrata, pari a 0,346 €/kWh, secondo quanto previsto dal Secondo Conto energia.
- Il **Bonus** finale (in quanto essendo uscito un PLD negativo si tratta di bonus e non di penale) pari al 50 % del PLD ottenuto (preso in valore assoluto).

Tabella 2.3 Calcolo penali/bonus per l'anno 2012

Penali/Bonus			**Parzialm. Integrato Inv: 1,2,8**		**Totalm. Integrato Inv: 3,4,5,6,9,10,11**		**Non Integrato Inv: 7,12,13**	
Sezione	**Potenza**	**%**	**GPL**	**APL**	**GPL**	**APL**	**GPL**	**APL**
1	661.76	15.24%	746920.6	758499				
2	1398.25	32.20%			1578188	1622835		
3	338.40	7.79%					381948	410331
4	310.46	7.15%	350412.5	389776				
5	972.23	22.39%			1097344	1199816		
6	661.76	15.24%					746920.6	820981
Totale	4342.86	100.00%	**1097333**	**1148275**	**2675532**	**2822651**	**1128869**	**1231312**
		PLD	**-23637.0**		**-73853.7**		**-43640.9**	
		Bonus	**11818.5**		**36926.8**		**21820.4**	
		Bonus tot	**70565.8**					

Il Committente, per l'anno 2012, dovrebbe quindi dare al Gestore un premio di 70'565,8 €, in quanto è stata superata la Produzione Garantita.

In realtà, come verrà chiarito meglio in seguito, i contatori M2 connessi all'inverter 1 e 8 non contabilizzano l'energia elettrica utilizzata per i servizi ausiliari, quindi sembra che tali inverter abbiano prodotto meno di quanto producono realmente. Si tratta di un errore impiantistico di connessione

elettrica che non giova nessuno, e che deve essere risolto. Il Gestore O&M è infatti interessato ad apportare tale modifica poiché ciò lo aiuterebbe a conseguire il raggiungimento della produzione garantita (contenimento dell'ammontare delle penali o incremento dell'ammontare del bonus).

Le principali implicazioni derivanti dalla configurazione impiantistica attualmente in essere sono le seguenti:

A. Una quota dell'energia prodotta dai due inverter indicati viene spillata prima di essere contabilizzata; ne consegue che su tale frazione della produzione non viene attualmente riconosciuto il pagamento della tariffa incentivante;

B. La posizione di officina elettrica aperta presso l'Agenzia delle Dogane, con tutte le obbligazioni che ne conseguono (tenuta registri, dichiarazione annua di consumo, …) potrebbe essere attualmente non corretta e da verificare, in quanto i consumi degli ausiliari durante le ore di produzione degli inverter non possono essere correttamente contabilizzati a causa delle modalità di inserzione. I valori di produzione e di consumo che finora sono stati dichiarati risultano affetti da tale vizio.

Si precisa che con *servizi ausiliari* s'intende tutto ciò che fa funzionare e che risulta utile all'impianto, ad esempio i condizionatori nel locale inverter, l'illuminazione notturna, il sistema di vigilanza a circuito chiuso, l'alimentazione del display degli inverter, l'alimentazione dei trasformatori ecc.

3 MONITORAGGIO TECNICO

Le garanzie appena trattate sono tipiche di impianti FV di grandi dimensioni, che quindi necessitano di un sistema di supervisione che monitori un set di parametri stabilito, in modo da poter calcolare gli indici prestazionali oggetto di eventuale garanzia/penale o altro. Si presenta quindi il bisogno di disporre di un **sistema di monitoraggio accurato**.

3.1 ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO

Grazie ai sistemi di monitoraggio oggi in commercio, è possibile avere informazioni riguardanti i dati meteo e le diverse grandezze elettriche che interessano le varie parti dell'impianto FV. Tali valori possono inoltre essere registrati, permettendo così di avere un controllo costante dell'impianto e di individuare repentinamente anomalie o malfunzionamenti che possano influire sulla produzione e sulla sicurezza dell'impianto stesso.

In Fig. 3.1 è riportato lo schema relativo all'architettura tipica di un sistema di monitoraggio per impianti fotovoltaici; sono evidenziati il tipo di grandezze e i punti di prelievo per eseguirne la misura.

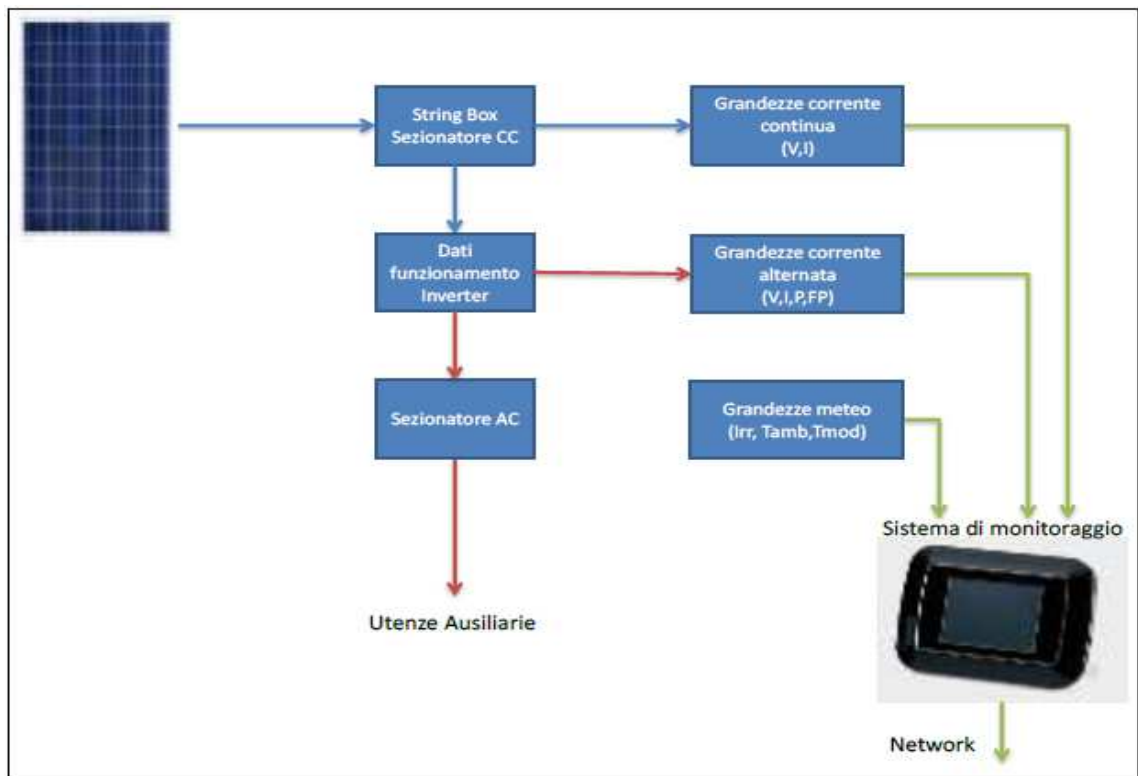



Fig. 3.1 Architettura-tipo di un sistema di monitoraggio per impianti FV

Il set di parametri da monitorare è scelto in base al dettaglio delle analisi necessarie per il completo controllo della capacità produttiva degli impianti e della loro conformità alle eventuali prescrizioni amministrative/autorizzative e vincoli a limiti di emissioni (sostanze inquinanti, campi elettromagnetici, particolati, ecc.).

In genere le grandezze meteo ed elettriche che è opportuno rilevare sono le seguenti (Fig. 3.2):

Grandezza		**Monitoraggio**	
		Necessario	*Opzionale*
Irraggiamento sul piano dei Moduli (W/m^2)		X	
Temperatura di Cella (°C)		X	
Temperatura Ambiente (°C)			X
Grandezze elettriche (V, I, P)	di stringa	X	
	ingresso inverter		X
	uscita inverter		X
Energia elettrica (Wh)	prodotta uscita inverter	X	
	immessa in rete	X	
	autoconsumi		X
Segnali di errore	string box		X
	Inverter		X
	quadri elettrici		X

Fig. 3.2 Grandezze elettriche e meteo caratteristiche di un impianto FV

È possibile entrare maggiormente nel dettaglio, con sistemi di supervisione più avanzati, rilevando malfunzionamenti a livello di stringa e stimando la potenza nominale indisponibile nel periodo analizzato, grazie a sensori presenti all’interno delle cassette di parallelo delle stringhe (string box). Ciò diventa interessante qualora si voglia eseguire una valutazione precisa della Disponibilità Tecnica. [6]

Tutti i sistemi di monitoraggio e acquisizione dati sono assimilabili a tecnologie *Programmable Logic Controller* (PLC), ovvero Controllore Logico Programmabile, e *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA), cioè Controllo di Supervisione e Acquisizione Dati.

Il **PLC** è un sistema digitale elettronico che utilizza una memoria programmabile per memorizzare informazioni o istruzioni con le quali realizzare specifiche funzioni, finalizzate al controllo di sistemi combinatori e sequenziali per la gestione di macchine e processi quali: operazioni logico-aritmetiche, temporizzazioni, conteggi, comparazioni, codifiche, decodifiche. L’uso dei PLC consente quindi di applicare una logica di controllo e di attuazione di comandi automatici che, opportunamente programmati, consentono il funzionamento automatico o semi-automatico degli impianti FV.

I sistemi di tipo **SCADA** tipicamente sono utilizzati come sistemi di controllo in ambito industriale per il monitoraggio, e si servono di:

- *sensori*, per effettuare misure di grandezze fisiche;
- *microcontrollori*, che appunto possono essere PLC o microcomputer, i quali, continuamente o a intervalli di tempo, effettuano misure tramite i sensori a cui sono collegati e memorizzano i valori misurati in una memoria locale;
- *sistema di telecomunicazione* tra i microcontrollori e il supervisore;
- *computer supervisore*, che periodicamente raccoglie i dati dai microcontrollori, li elabora per estrarne informazioni utili, memorizza su disco i dati o le informazioni riassuntive, eventualmente fa scattare un allarme, permette di selezionare e di visualizzare su schermo i dati attuali e passati, anche in formato grafico, ed invia le informazioni selezionate al sistema informativo aziendale.

Nello specifico, il dimensionamento del dispositivo SCADA utilizzato per il monitoraggio di impianti fotovoltaici è effettuato sulla base del numero e del tipo di sensori che dovrà gestire, i quali dipendono dalle dimensioni e dalla complessità dell'impianto oggetto di monitoraggio.

Lo SCADA quindi acquisisce e memorizza i dati rilevati dai sensori distribuiti nelle diverse zone dell'impianto, generando eventuali messaggi di errore in caso di rilevato malfunzionamento, che allertino l'Operatore in modo che possa intervenire tempestivamente limitando i periodi di fermo impianto.

Il passo temporale di acquisizione dati è in genere pari a 5-15 minuti, intervallo sufficiente ai fini della verifica delle performance d'impianto, in quanto intervalli di campionamento meno ampi renderebbero difficoltosa la memorizzazione e la trasmissione dei dati dal sistema di acquisizione. [6] [7] [8]

3.1.1 I sensori d'irraggiamento

Per eseguire un monitoraggio accurato vengono installati appositi sensori direttamente in loco, ovvero in posizioni non ombreggiate sull'impianto fotovoltaico, che rilevino in tempo reale la radiazione solare globale mediante l'uso di un piranometro o di un solarimetro (cella solare), in modo da confrontare la risorsa solare disponibile con l'output dell'impianto e valutarne le performance. Solitamente per l'analisi delle performance è più appropriato l'uso del piranometro.

La Norma di riferimento per la misura dell'irraggiamento mediante l'utilizzo dei **piranometri** (Fig. 3.3) è la IEC 61724. I piranometri sono dei sensori che misurano l'irraggiamento come differenza di temperatura tra superfici irraggiate utilizzando il principio delle termopile. La norma ISO9060 classifica i piranometri nelle seguenti categorie in base alla precisione della misura:

- Secondary standard pyranometer
- First class pyranometer
- Second class pyranometer

Nella valutazione delle performance di un impianto è richiesta una classe di precisione *Secondary standard*, in modo tale che l'errore di misura, e di conseguenza del calcolo del PR, sia contenuto entro il 3%.

Fig. 3.3 Piranometro [9]

Esistono poi sensori costituiti da una cella di riferimento (il **solarimetro** propriamente detto, Fig. 3.4). Questi sono realizzati con celle in silicio cristallino e quindi utilizzano la stessa tecnologia ed effetto fotovoltaico dei moduli. Bisogna però evidenziare che il silicio con cui sono fatte le celle dei solarimetri non presenta la stessa sensibilità alla radiazione a tutte le lunghezze d'onda della luce, anzi intere bande spettrali non vengono assorbite. In particolare le bande spettrali assorbite da una cella al silicio di un solarimetro vanno dai 300 ai 1000 nm.

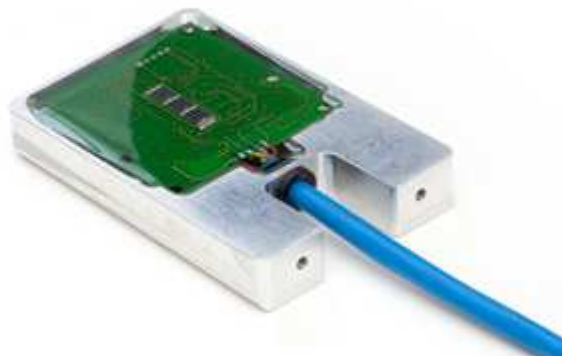



Fig. 3.4 Solarimetro [10]

Le due diverse tipologie di sensori solari sono scelte in base al genere di monitoraggio che si intende eseguire. Come già evidenziato in precedenza, per valutare la performance di un impianto FV, è preferibile l'uso di un piranometro, in quanto non sarebbe appropriato utilizzare uno strumento che non sia sensibile all'intera radiazione solare disponibile. Di contro, se il monitoraggio è per scopi diagnostici, è preferibile uno strumento con maggiore velocità di risposta e quindi minore inerzia, come la cella di riferimento.

L'impianto oggetto dello studio utilizza tuttavia dei solarimetri.

Nella tabella seguente (Tabella 3.1) si riporta un confronto tra piranometro e solarimetro, e si evidenziano le principali caratteristiche di entrambi. [6]

Tabella 3.1 Confronto tra cella di riferimento e piranometro [6]

	Cella di Riferimento	**Piranometro**	**Confronto**
Scopo	misura della quota di irraggiamento convertibile in energia elettrica	misura dell'intera risorsa solare	
Errori di misura	errore >5% per inclinazione superiore a 50°	errore <5% fino a 80°	la cella di riferimento sottostima la risorsa solare disponibile
Irraggiamento globale su piano orizzontale	non misurabile	misurabile	il piranometro può misurare irraggiamento su piano orizzontale ed inclinato
Mismatch spettrale	alta variabilità, incertezza >5%	bassa variabilità, incertezza entro 1%	
Comparazione delle misure	le misure della cella di riferimento possono essere comparate solo con misure acquisite da celle con tecnologie simili	le misure acquisite dal piranometro sono sempre comparabili	l'utilizzo dei piranometri garantisce la comparabilità delle misure acquisite su diversi siti

3.2 *CARATTERISTICHE DEI SOFTWARE DI CONTROLLO ED ELABORAZIONE DEI DATI*

Lo strumento principale per verificare il funzionamento di un impianto è il software di acquisizione e gestione dei dati rilevati dal sistema di monitoraggio. Con questo è possibile analizzare i dati di esercizio dell'impianto FV e interrogare il dispositivo SCADA da remoto grazie alle funzionalità di connessione remota di cui sono dotati i sistemi di ultima generazione (GSM/UMTS/LTE, ADSL, ecc.).

Molti produttori di sistemi di monitoraggio rendono disponibile anche un servizio di hosting, ovvero un database nel web che raccoglie tutti i dati provenienti dai dispositivi installati in campo, che possono successivamente essere interrogati in tempo reale tramite il software di monitoraggio.

I software in commercio generalmente dispongono di un'interfaccia grafica che consente di interrogare il dispositivo di acquisizione e visualizzare i dati di esercizio sia in forma numerica che grafica.

Il set di dati di esercizio (dati meteo, parametri elettrici d'impianto e segnali d'errore/allarmi) vengono visualizzati *in tempo reale,* permettendo al manutentore di intervenire in maniera mirata sui guasti e di ridurre i tempi di intervento, migliorando così la Disponibilità Tecnica e l'efficienza dell'impianto.

I dati rilevati e registrati dal sistema di monitoraggio in genere vengono dapprima "normalizzati" mediante l'uso di algoritmi, in modo tale da correggere gli errori di rilevazione ed eliminare i dati spuri, ovvero dati che non sono congruenti con i valori reali della grandezza misurata, e in seguito si può procedere con l'uso di tali dati per analizzare le prestazioni dell'impianto. Le grandezze maggiormente soggette agli effetti del rumore del segnale e alle false letture dei sensori sono soprattutto le grandezze meteo (irraggiamento e temperatura). Per questo motivo è opportuno installare più di un sensore (per esempio diversi sensori di irraggiamento installati sul campo) in modo da ridurre l'errore di misura grazie al fatto che vengono escluse le misure dei sensori che hanno deviazione standard più alta; gli algoritmi di media verranno quindi applicati solo sulle misure rimanenti. L'impianto in esame presenta solo due solarimetri che si riveleranno del tutto insufficienti.

Molti dei software di ultima generazione permettono inoltre di produrre *in automatico* un report relativo ai dati di esercizio, al calcolo degli indicatori di performance e alla lista dei messaggi di errore prodotti dal sistema.

Può capitare, però, che tali reportistiche riportino degli output non strettamente connessi con il tipo di analisi che si intende eseguire. Il software di monitoraggio può, infatti, contabilizzare alcuni indici prestazionali, come il PR o la Disponibilità Tecnica, in modo non conforme a quanto previsto dai protocolli di collaudo previsti dai contratti (EPC e O&M). [6]

3.3 MONITORAGGIO DELLA GESTIONE OPERATIVA

L’obiettivo del monitoraggio della gestione degli impianti di produzione è quello di tenere sotto costante controllo i parametri tecnico-ambientali degli impianti di produzione, in modo da analizzare l’andamento delle prestazioni tecniche ed economiche, così da mantenere l’allineamento con i risultati operativi attesi e sintetizzati nel “*Business Plan*” dei progetti, o addirittura apportare migliorie.

È proprio grazie al monitoraggio della gestione che è possibile controllare il funzionamento ottimale dell’impianto, scoprendo per tempo eventuali aree rischiose, nelle quali è possibile non raggiungere gli obiettivi prefissati per il progetto. [6]

3.3.1 Chi svolge questa attività

La proprietà degli impianti può svolgere direttamente questa attività di monitoraggio se possiede una struttura di controllo sufficientemente organizzata; in alternativa ci si rivolge ad una società di controllo tecnico apposita. In genere è preferibile affidare il monitoraggio a società esterne che sono sempre più competenti e di provata esperienza. [6]

3.3.2 Come definire il periodo di osservazione

La scelta dei periodi di esercizio (tipicamente annualità o semestri), per l’analisi del set di indicatori di performance, può cambiare in funzione di:

1. Periodi Contrattuali e garanzie connesse
2. Piano Economico dell’iniziativa al quale l’impianto afferisce

Il *periodo Contrattuale* viene normalmente definito in annualità o semestri a partire dalla data di inizio operatività dell’impianto ed è il periodo di osservazione che viene preso in considerazione per verificare il raggiungimento dei livelli di performance garantiti secondo i diversi periodi di garanzia previsti dai contratti EPC ed O&M.

Il *periodo Caso Base* viene definito come annualità o semestri a partire dalla data prevista dal Piano Economico come inizio del periodo di esercizio dell’impianto. Tale periodo, che può risultare traslato rispetto al Periodo Contrattuale, prevede l’analisi dei livelli prestazionali e il confronto dei risultati ottenuti con i valori attesi per il periodo.

I due periodi, potenzialmente non coerenti tra loro, a causa di diverse suddivisioni dell’annualità o di diverse date di inizio periodo, che contratti e modelli finanziari potrebbero considerare, vengono valutati

separatamente e confrontati con i livelli prestazionali previsti rispettivamente da contratti e modelli economici. [6]

3.3.3 Quali verifiche e analisi vengono effettuate

Durante il monitoraggio della fase operativa vengono quindi eseguiti dei controlli che hanno lo scopo di verificare:

1. il livello di attendibilità dei dati di esercizio forniti dai vari soggetti coinvolti nella gestione (Gestore, Operatore O&M, Sub appaltatori, ecc.);
2. la plausibilità dei dati registrati, ad esempio sulla base della comunicazione tra più inverter, grazie al confronto con le rilevazioni del sensore o quelle meteo satellitari;
3. la presenza di malfunzionamenti/interruzioni (occasionali, frequenti o sistematiche) di servizio dell'impianto attraverso algoritmi che analizzano giorno per giorno i dati ricevuti, intervenendo tempestivamente in caso di anomalia;
4. il raggiungimento dei livelli prestazionali garantiti contrattualmente (Contratto di fornitura, Contratti EPC ed O&M);
5. la coincidenza, nel periodo in esame, con le assunzioni del piano economico-finanziario su cui si struttura l'iniziativa dei valori ottenuti di produzione, dei ricavi e dei costi di esercizio. [6]

3.3.4 Quali i vantaggi di un servizio strutturato di monitoraggio della gestione

Eseguendo un controllo, per quanto possibile continuo, dei risultati operativi dei progetti, è possibile:

- verificare puntualmente lo stato di funzionamento degli impianti e, più in generale, l'andamento degli investimenti;
- intercettare nel minore tempo possibile (se non addirittura anticipare) gli eventuali elementi critici nella gestione tecnica del progetto che ne possano compromettere il buon esito;
- trovare eventuali soluzioni correttive;
- controllare lo stato di avanzamento (follow-up) degli effetti delle azioni correttive avviate. [6]

3.4 MONITORAGGIO DELLA GESTIONE OPERATIVA PER MERCATO SOLARE S.P.A.

Date le dimensioni (più di 4 MW), anche l'impianto fotovoltaico di Mercato Solare S.p.A. si affida ad un sistema di monitoraggio che gestisce e controlla il funzionamento dell'impianto. Il software, chiamato Energy Sentinel PV, è stato ideato da Energy Team, e consente di accedere da remoto ai dati acquisiti analizzandoli mediante pagine web (Fig. 3.5).

Fig. 3.5 Interfaccia del software *Energy Sentinel PV*

Il sistema è composto da un applicativo server basato su architettura Linux, capace di acquisire i dati provenienti dai vari apparati (string control, solarimetri, inverter, contatore fiscale, stazioni meteo) distribuiti all'interno dell'impianto fotovoltaico. Tali informazioni, una volta raccolte, memorizzate e analizzate secondo modelli standard o personalizzabili, consentono di individuare:

- efficienza inverter
- mismatching e rendimento stringhe
- efficienza impianto fotovoltaico
- rendimento impianto fotovoltaico
- anomalie inverter
- anomalie quadri di parallelo
- malfunzionamento scaricatore

Vi è inoltre la possibilità di ricevere tramite sms o e-mail notifiche riguardo allarmi quali:

- controllo correnti di stringa
- temperatura quadri di campo
- controllo stato connessione inverter confrontato con l'irraggiamento
- controllo stato errore inverter
- apertura/chiusura contatti
- superamento di soglie
- errore di comunicazione apparati

Il software suddivide due categorie di dati: dati in tempo reale e dati storici. I dati in tempo reale possono essere visualizzati scegliendo delle configurazioni a proprio piacimento (Fig. 3.6), sotto forma di valori o di grafico a torta (Fig. 3.7). Per i dati storici si può selezionare liberamente un periodo e visualizzare poi tali dati in un grafico a righe o colonne, con supporto a due assi verticali per consentirne il confronto tra dati con fondo scala molto differente (Fig. 3.8 e Fig. 3.9). È inoltre possibile esportare i valori desiderati in CSV per Excel, una volta trasformati in forma tabellare.

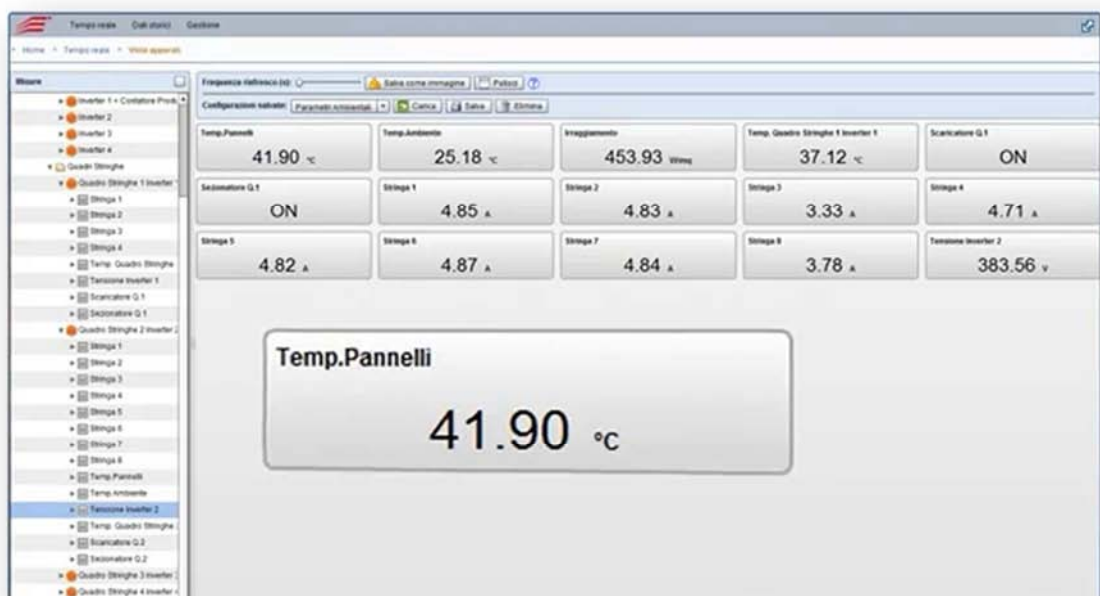



Fig. 3.6 Libera scelta dei parametri da visualizzare che interessano l'utente

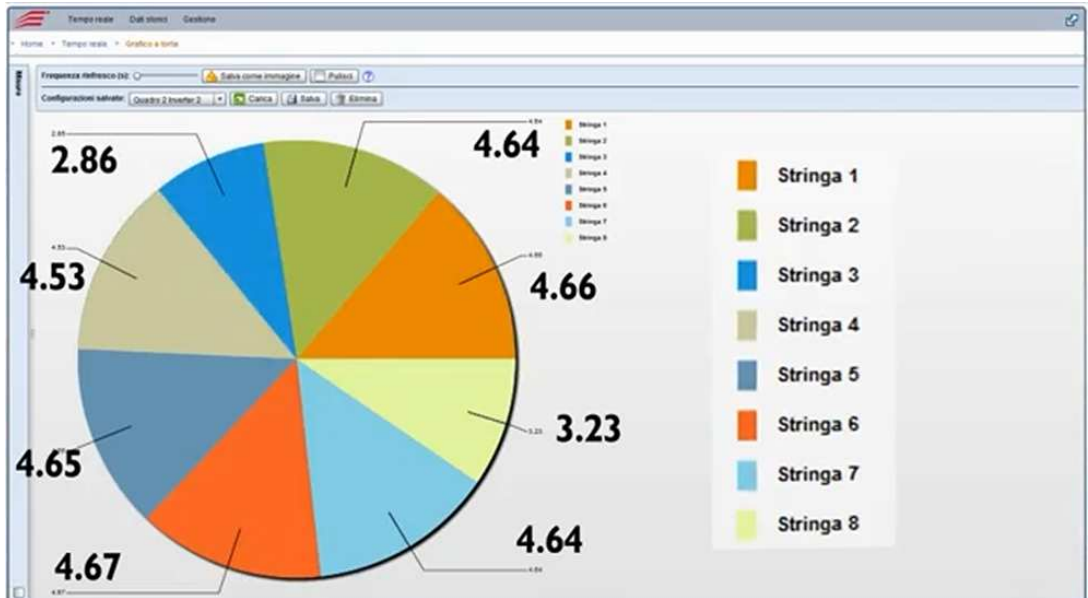



Fig. 3.7 Grafico a torta

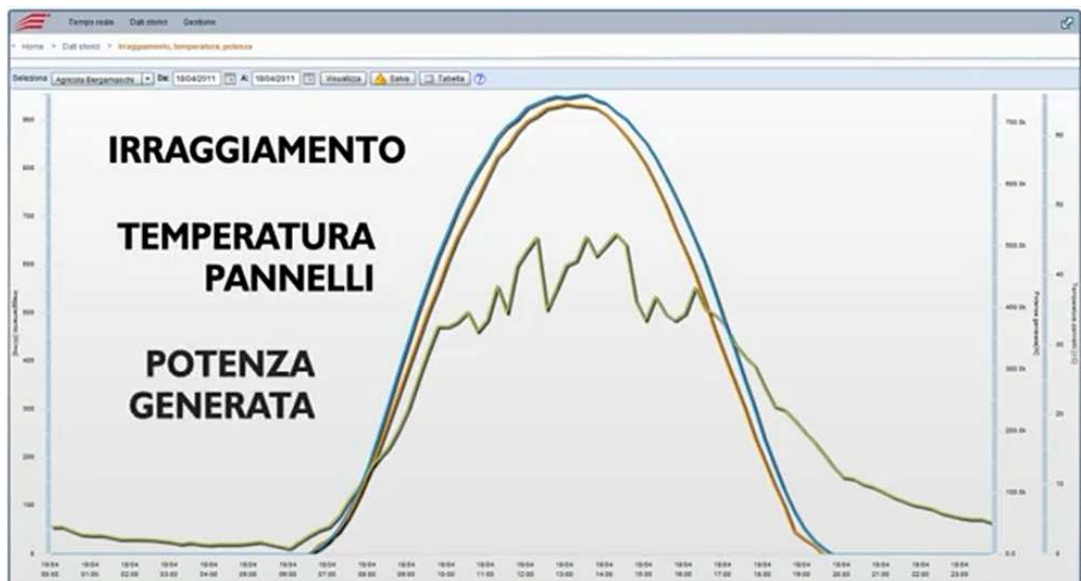



Fig. 3.8 Rappresentazione dati storici in grafico

Fig. 3.9 Dati storici in diagramma a barre verticali

Passiamo ora ad analizzare il sistema di acquisizione dati, considerando tutte le fasi che stanno prima dell'invio dei dati al software di cui si è appena parlato.

Sui quadri di parallelo sono presenti: una sonda che rileva la temperatura dei pannelli, un sensore d'irradianza o solarimetro e sonda per la temperatura ambiente.

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico suddiviso in stringhe passa attraverso dei quadri di parallelo, in cui è presente il sistema di controllo CM2 Solar che trasforma i quadri in un sistema completo di raccolta di tutte le informazioni utili per una corretta e precisa gestione del rendimento dell'impianto (Fig. 3.10).

Il dispositivo consente di trasformare un normale quadro di parallelo stringhe in un vero e proprio string box di ultima generazione.

Fig. 3.10 Flusso energia prodotta dal campo fotovoltaico

Il flusso di energia in corrente continua passa nei quadri di string control per avviarsi verso l'inverter (si veda il flusso evidenziato in azzurro in Fig. 3.11), e in uscita in corrente alternata transita dal contatore fiscale di produzione per dirigersi verso i carichi utilizzatori o verso la rete elettrica nazionale monitorata dal contatore fiscale di scambio sulla rete (flusso giallo in Fig. 3.11).

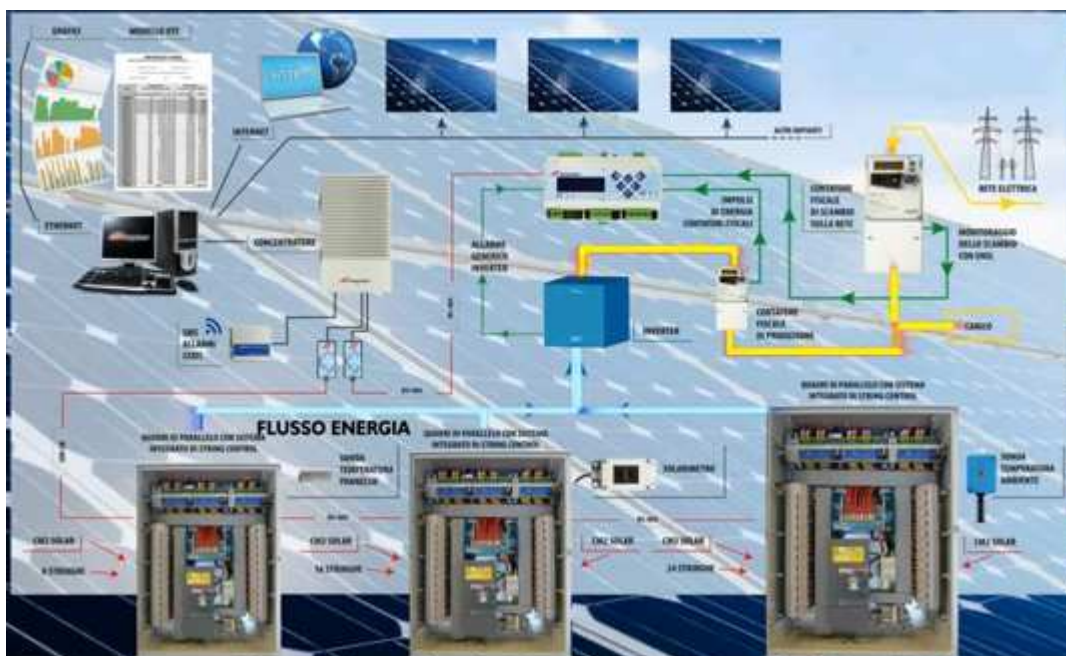



Fig. 3.11 Rappresentazione flusso energia

Questo flusso di energia viene tradotto dai sistemi di Energy Team in flussi di informazioni, sia di quelli relativi all'energia prodotta ed emessa e scambiata sulla rete (flusso verde in Fig. 3.12), che quelli generati dagli string control CM2 (flusso rosso in Fig. 3.12).

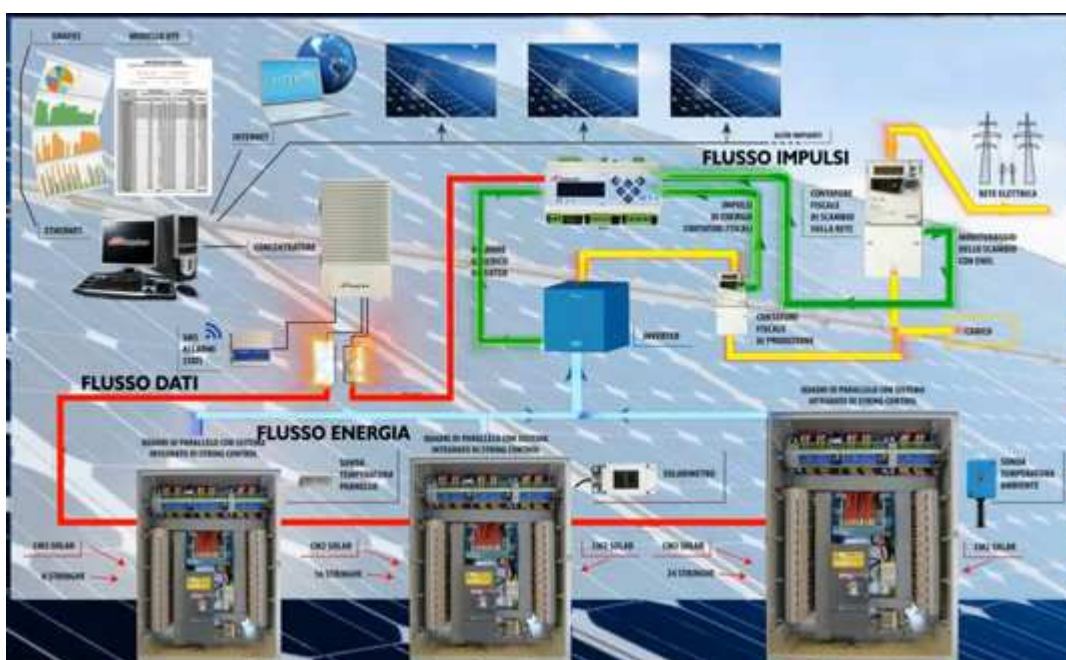



Fig. 3.12 Rappresentazione flussi impulsi e flusso dati

Entrambi i flussi vengono raccolti sulla piattaforma web server Energy Sentinel PV, pronti per essere archiviati e consultati tramite modelli standard o personalizzabili. Tali informazioni sono consultabili attraverso il web.

L'utente può consultare i valori archiviati in locale o in remoto tramite internet da un qualsiasi PC dotato di un browser web. [11]

Gli impianti superiori a 20 kW sono definiti "Officine Elettriche", pertanto sono soggetti a procedure fiscali tra le quali quella di rilevare la lettura di energia totalizzata dai contatori alle ore 24 di tutti i giorni e di trascrivere su apposito modulo, come richiesto dall'Ufficio delle Dogane. Energy Sentinel PV permette di automatizzare questa operazione su un fac-simile, si veda Fig. 3.13.

MINISTERO DELLE FINANZE

AGENZIA DELLE DOGANE E DELLE IMPOSTE INDIRETTE - UFFICIO DELLE DOGANE DI ....

CODICE DITTA N. xyz995 PARTITA IVA xxxxxxxxxx

IMPOSTA ERARIALE SUL CONSUMO DEL ENERGIA ELETTRICA Mese di Dicembre 2012

DITTA Stabilimento

DATE	Energia elettrica Cessione Matr.35584761 8000		Energia elettrica Acquisto ENEL Matr.35584761 8000		Energia elettrica Inverter 1 Matr.96906275 160		Energia elettrica Inverter 2 Matr.96907217 160		Energia elettrica Inverter 3 Matr.96907214 160		Energia elettrica Inverter 4 Matr.96906278 160		Ener Inverter
	Unita' contatore	Tot kWh	Unita' contatore	Tot kWh	Unita' contatore	Tot kWh	Unita' contatore	Tot kWh	Unita' contatore	Tot kWh	Unita' contatore	Tot kWh	Unita' conta
Precedente	**893.8538**		**25.6528**		**3013.66**		**3298.87**		**3236.29**		**3605.20**		**359**
01/12/2012	894.1454	2332.9509	25.7122	475.2304	3014.68	163.20	3300.04	187.20	3237.49	192.00	3606.46	201.60	359
02/12/2012	894.3132	1342.4868	25.7769	517.6331	3015.27	94.40	3300.73	110.40	3238.19	112.00	3607.20	118.40	359
03/12/2012	895.1281	6518.8237	25.8336	453.6290	3019.35	652.80	3305.11	700.80	3241.05	457.60	3608.89	270.40	359
04/12/2012	895.2039	606.4388	25.9034	558.4357	3019.60	40.00	3305.52	65.60	3241.48	68.80	3609.26	59.20	359
05/12/2012	895.6308	3415.4214	25.9611	461.6296	3021.02	227.20	3307.22	272.00	3243.09	257.60	3611.10	294.40	360
06/12/2012	896.4280	6377.6713	26.0245	507.2325	3024.11	494.11	3310.64	547.20	3245.58	398.40	3614.27	507.20	360
07/12/2012	896.7207	2341.7511	26.0984	591.2379	3025.00	142.40	3311.86	195.20	3246.79	193.60	3615.52	200.00	360
08/12/2012	896.7207	0.0000	26.1973	791.2507	3025.00	0.00	3311.86	0.00	3246.79	0.00	3615.52	0.00	360
09/12/2012	897.0476	2615.3688	26.2656	546.4350	3026.37	219.20	3313.49	260.80	3246.97	28.80	3616.14	99.20	360
10/12/2012	897.7266	5431.5517	26.3361	564.0361	3029.68	529.60	3317.33	614.40	3248.25	204.80	3618.34	352.00	360
11/12/2012	898.5694	6742.8375	26.4043	545.6349	3033.15	555.20	3321.28	632.00	3250.98	436.80	3621.27	468.80	361
12/12/2012	899.3912	6574.0274	26.4751	566.4363	3036.45	528.00	3325.10	611.20	3253.65	427.20	3624.21	470.40	361
13/12/2012	899.5999	1669.7074	26.5505	603.2386	3037.11	105.60	3326.16	169.60	3254.47	131.20	3624.99	124.80	361
14/12/2012	899.5999	0.0000	26.6534	823.2527	3037.11	0.00	3326.16	0.00	3254.48	1.60	3624.99	0.00	361
15/12/2012	899.6149	120.0077	26.7424	711.2455	3037.13	3.20	3326.27	17.60	3254.61	20.80	3625.06	11.20	361
16/12/2012	899.8820	2136.9386	26.8149	580.0371	3037.83	112.00	3327.34	171.20	3255.71	176.00	3626.23	187.20	361
17/12/2012	900.4228	4325.8786	26.8866	573.6367	3039.52	270.40	3329.42	332.80	3257.54	292.80	3628.54	369.60	361
18/12/2012	900.9913	4548.2944	26.9568	561.6360	3041.38	297.60	3331.71	366.40	3259.41	299.20	3630.92	380.80	362
19/12/2012	901.6126	4970.7183	27.0279	568.8364	3043.65	363.20	3334.50	446.40	3261.61	352.00	3633.39	395.20	362

Fig. 3.13 Esempio di registro UTF

4 SVILUPPO DELL'ARCHITETTURA PER LA STESURA DEL REPORT ANNUALE PER L'IMPIANTO FV MERCATO SOLARE S.P.A. – 2012

4.1 TIPOLOGIE DI INSTALLAZIONE

L'impianto in oggetto MAAP_FTV è sottoposto alle direttive del Secondo Conto Energia (DM 19/02/2007), il quale prevede (Art. 2, comma 1), tra le altre cose, una distinzione tra le tipologie di installazione in 3 categorie, a cui corrispondono tre incentivi differenti:

- b1) non integrato;
- b2) parzialmente integrato;
- b3) integrato.

Le figure seguenti (Fig. 4.1, 4.2 e 4.3) forniscono degli esempi delle tre modalità di integrazione [12]:

Fig. 4.1 Posa su tetto non integrata

Fig. 4.2 Posa su tetto piano parz. Integrata

Fig. 4.3 Posa integrata nella tettoia

Evidenziamo nelle Fig. 4.5, 4.6 e 4.7 le tre diverse sezioni nel caso specifico del nostro impianto in esame, riportando in Fig. 4.4 la loro localizzazione sul tetto.

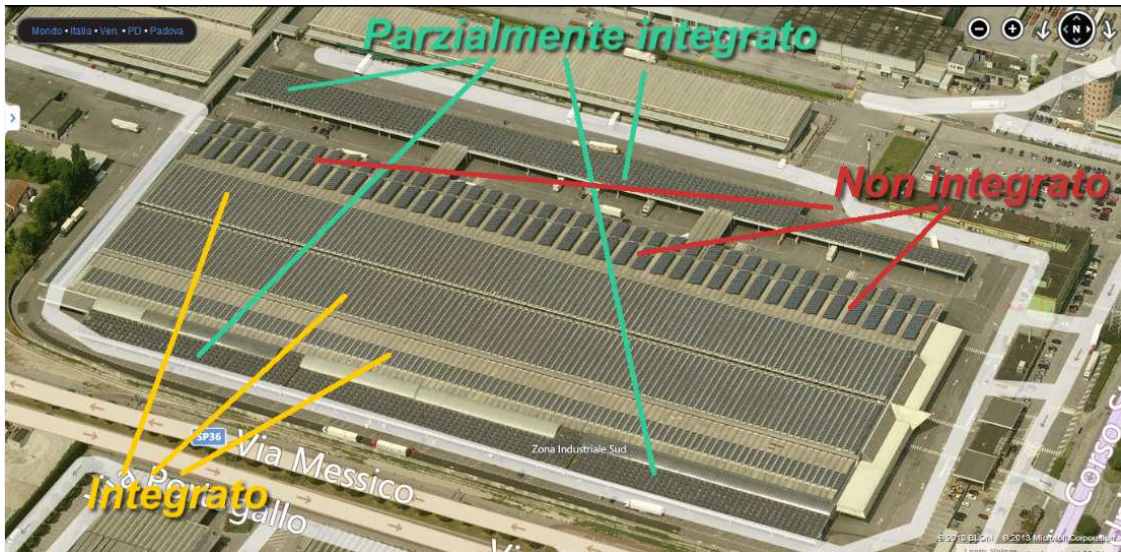



Fig. 4.4 Localizzazione tipologie di installazione

Fig. 4.5 Sezioni non integrate

Fig. 4.6 Sezioni parzialmente integrate

Fig. 4.7 Sezioni totalmente integrate

L’Articolo 2 comma 1 definisce in questo modo le 3 categorie [13]:

b1) *Impianto fotovoltaico* ***non integrato*** *è l'impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati, con modalità diverse dalle tipologie di cui agli allegati 2 e 3, sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione.*

- Tipologia 1: Impianto installato a terra.
- Tipologia 2: Impianto non installato a terra.
- Tipologia 3: Altro.

b2) *Impianto fotovoltaico* ***parzialmente integrato*** *è l'impianto i cui moduli sono posizionati, secondo le tipologie elencate in allegato 2, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne*

degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione.

- Tipologia specifica 1: Moduli fotovoltaici installati su tetti piani e terrazze di edifici e fabbricati. Qualora sia presente una balaustra perimetrale, la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli fotovoltaici, deve risultare non superiore all'altezza minima della stessa balaustra.
- Tipologia specifica 2: Moduli fotovoltaici installati su tetti, coperture, facciate, balaustre o parapetti di edifici e fabbricati in modo complanare alla superficie di appoggio senza la sostituzione dei materiali che costituiscono le superfici d'appoggio stesse.
- Tipologia specifica 3: Moduli fotovoltaici installati su elementi di arredo urbano, barriere acustiche, pensiline, pergole e tettoie in modo complanare alla superficie di appoggio senza la sostituzione dei materiali che costituiscono le superfici d'appoggio stesse.

b3) *Impianto fotovoltaico con* ***integrazione architettonica*** *è l'impianto fotovoltaico i cui moduli sono integrati, secondo le tipologie elencate in allegato 3, in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione.*

- Tipologia specifica 1: Sostituzione dei materiali di rivestimento di tetti, coperture, facciate di edifici e fabbricati con moduli fotovoltaici aventi la medesima inclinazione e funzionalità architettonica della superficie rivestita.
- Tipologia specifica 2: Pensiline, pergole e tettoie in cui la struttura di copertura sia costituita dai moduli fotovoltaici e dai relativi sistemi di supporto.

- Tipologia specifica 3: Porzioni della copertura di edifici in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano il materiale trasparente o semitrasparente atto a permettere l'illuminamento naturale di uno o più vani interni.
- Tipologia specifica 4: Barriere acustiche in cui parte dei pannelli fonoassorbenti siano sostituiti da moduli fotovoltaici.
- Tipologia specifica 5: Elementi di illuminazione in cui la superficie esposta alla radiazione solare degli elementi riflettenti sia costituita da moduli fotovoltaici.
- Tipologia specifica 6: Frangisole i cui elementi strutturali siano costituiti dai moduli fotovoltaici e dai relativi sistemi di supporto.
- Tipologia specifica 7: Balaustre e parapetti in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano gli elementi di rivestimento e copertura.
- Tipologia specifica 8: Finestre in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano o integrino le superfici vetrate delle finestre stesse.
- Tipologia specifica 9: Persiane in cui i moduli fotovoltaici costituiscano gli elementi strutturali delle persiane.
- Tipologia specifica 10: Qualsiasi superficie descritta nelle tipologie precedenti sulla quale i moduli fotovoltaici costituiscano rivestimento o copertura aderente alla superficie stessa.

4.2 *DESCRIZIONE IMPIANTO*

L'impianto fotovoltaico in esame, di proprietà di Mercato Solare S.p.A., è installato su copertura degli immobili dell'agrimercato di Padova e ha una potenza pari a 4342,86 kWp. La superficie lorda totale occupata dall'impianto è pari a 103'613 m^2.

L'impianto è suddiviso in 6 sezioni distinte, riportate nelle due figure (Fig. 4.8 e Fig. 4.9), che rappresentano entrambe lo stesso edificio:

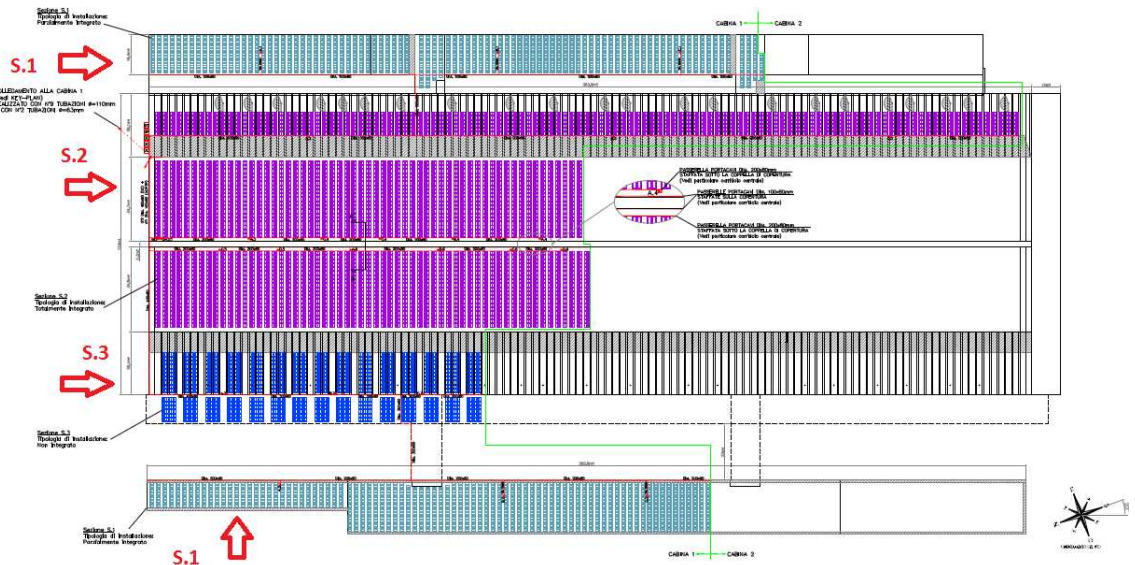



Fig. 4.8 Sezioni appartenenti alla Cabina 1

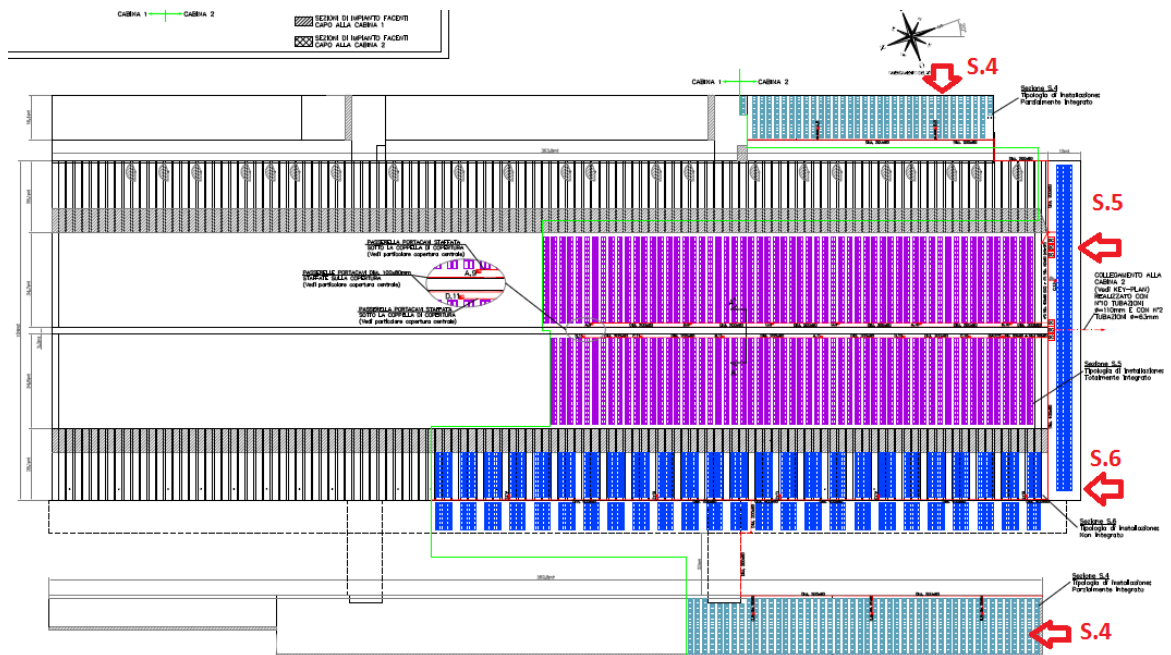



Fig. 4.9 Sezioni appartenenti alla Cabina 2

- **Sezione S.1**: installata su *tettoia sud* e sulla *tettoia nord* lato sinistro, **parzialmente integrata** su tetto piano, di una potenza pari a 661,76 kWp.
  Questa sezione è composta da 2816 moduli, di potenza 235 Wp ciascuno, della marca SUNRISE modello SR-235P6 connessi elettricamente tra di loro.
  Essa risulta suddivisa in 2 sottocampi ciascuno dei quali facente capo ad un inverter tipo KAKO modello POWADOR XP350-HV TL:
  - Il sottocampo S1.1 risulta diviso in 3 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 16 stringhe formate dalla serie di 22 moduli fotovoltaici.
  - Il sottocampo S1.2, identicamente, risulta diviso in 3 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 16 stringhe formate dalla serie di 22 moduli fotovoltaici.

- **Sezione S.2**: installata sull'*edificio box-mercato* lato sinistro, **totalmente integrata** su nuovi shed, di una potenza pari a 1398,25 kWp.
  Risulta composta da 5950 moduli, di potenza 235 Wp ciascuno, del tipo SUNRISE modello SR-235P6 connessi elettricamente tra di loro.
  Essa risulta suddivisa in 4 sottocampi ciascuno dei quali facente capo ad un inverter tipo KAKO modello POWADOR XP350-HV TL:
  - Il sottocampo S2.1 risulta diviso in 3 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 20 stringhe formate a loro volta dalla serie di 21 moduli fotovoltaici.
  - Il sottocampo S2.2 è diviso in 4 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 16 stringhe formate dalla serie di 19 moduli fotovoltaici.
  - Il sottocampo S2.3 è diviso in 4 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 16 stringhe formate a sua volta dalla serie di 19 moduli fotovoltaici.
  - Il sottocampo S2.4 risulta diviso in 4 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24, 16 e 14 stringhe formate a loro volta dalla serie di 19 moduli fotovoltaici.

- **Sezione S.3:** installata sull'*edificio box-mercato* lato sinistro, **non integrata** su coppelle esistenti, di una potenza pari a 338,40 kWp.
  La sezione è costituita da composta da 1440 moduli, di potenza 235 Wp ciascuno, del tipo SUNRISE modello SR-235P6 connessi elettricamente tra di loro.
  Tale sezione è suddivisa in un unico sottocampo facente capo ad un inverter tipo KAKO modello POWADOR XP350-HV TL; in particolare detto sottocampo S3.1 è diviso in 3 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 stringhe formate dalla serie di 20 moduli fotovoltaici.

- **Sezione S.4:** installata sulla *tettoia sud* e sulla *tettoia nord* lato destro, **parzialmente integrata** su tetto piano, di una potenza pari a 310,46 kWp.
  La sezione è costituita da composta da 1444 moduli, di potenza 215 Wp ciascuno, del tipo GPPV modello GPM220P-B-60 connessi elettricamente tra di loro.

E’ suddivisa in un unico sottocampo facente capo ad un inverter tipo KAKO modello POWADOR XP350-HV TL; in particolare detto sottocampo S4.1 è diviso in 5 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 13, 16 e 18 stringhe formate dalla serie di 19 moduli fotovoltaici.

- **Sezione S.5:** installata sull’*edificio box-mercato* lato destro, **totalmente integrata** su nuovi shed, di una potenza pari a 972,23 kWp.
  Questa sezione è composta da 4522 moduli, di potenza 215 Wp ciascuno, della marca GPPV modello GPM220P-B-60 connessi elettricamente tra di loro.
  La sezione risulta suddivisa in 3 sottocampi ciascuno dei quali facente capo ad un inverter tipo KAKO modello POWADOR XP350-HV TL:
  - Il sottocampo S5.1 risulta diviso in 4 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 16 stringhe formate dalla serie di 19 moduli fotovoltaici.
  - Il sottocampo S5.2, identicamente, risulta diviso in 4 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 16 stringhe formate dalla serie di 19 moduli fotovoltaici.
  - Il sottocampo S5.3 è diviso in 4 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24, 16 e 14 stringhe formate dalla serie di 19 moduli fotovoltaici.

- **Sezione S.6:** installata sull’*edificio box-mercato* lato destro, **non integrato** su coppelle esistenti, di una potenza pari a 661,76 kWp.
  Questa sezione è composta da 2816 moduli, di potenza 235 Wp ciascuno, della marca GPPV modello GPM220P-B-60 connessi elettricamente tra di loro.
  La sezione risulta suddivisa in 2 sottocampi ciascuno dei quali facente capo ad un inverter tipo KAKO modello POWADOR XP350-HV TL:
  - Il sottocampo S6.1 risulta diviso in 3 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 16 stringhe formate dalla serie di 22 moduli fotovoltaici.
  - Il sottocampo S6.2, allo stesso modo, risulta diviso in 3 schiere costituite dal collegamento in parallelo di 24 e 16 stringhe formate dalla serie di 22 moduli fotovoltaici.

Le diverse parti del tetto menzionate sopra nella descrizione delle varie sezioni, quali *tettoia sud*, *tettoia nord* ed *edificio-box mercato*, sono rappresentate graficamente nella seguente figura (Fig. 4.10). Nella stessa figura sono indicate anche le ubicazioni delle due cabine.

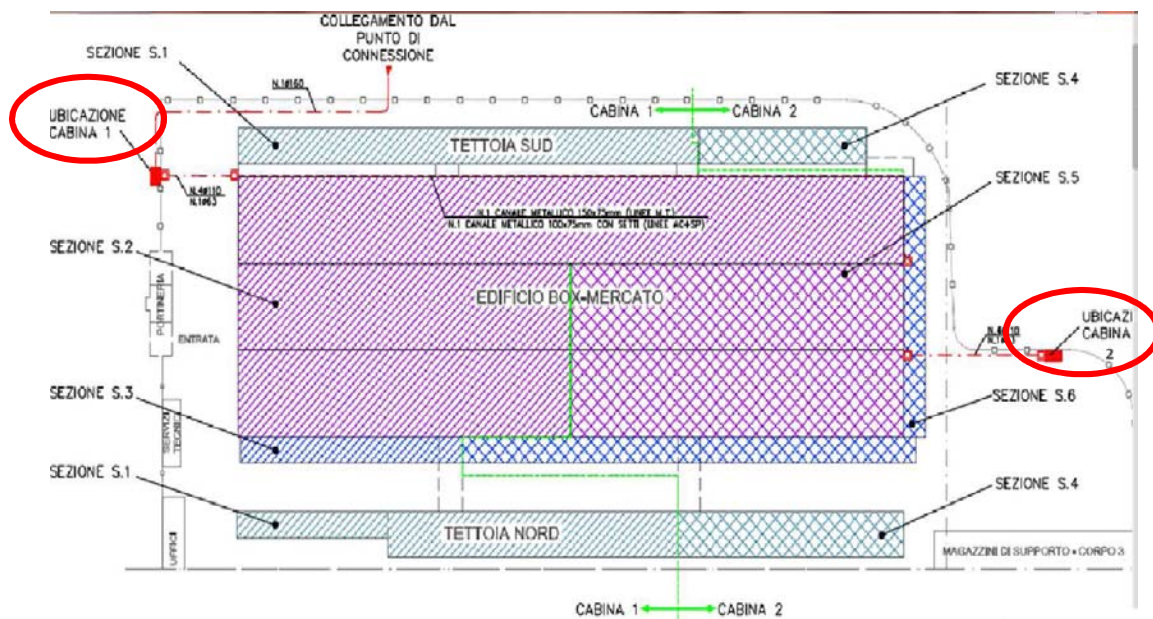



Fig. 4.10 Ubicazione della Cabina 1 e della Cabina 2

Le informazioni appena viste sono state riportate anche in forma tabellare (Tabella 4.1 e Tabella 4.2) per una più rapida visione.

Tabella 4.1 Dettaglio delle sezioni afferenti alla cabina 1

CABINA 1																								
Sezioni	**S1 PI (SUNRISE 235)**						**S2 TI (SUNRISE 235)**															**S3 NI (S235)**		
Sottosezioni	S1.1			S1.2			S2.1			S2.2				S2.3				S2.4				S3.1		
Cassette	A1	B1	C1	A2	B2	C2	A3	B3	C3	A4	B4	C4	D4	A5	B5	C5	D5	A6	B6	C6	D6	A7	B7	C7
Inverter	**INVERTER 1**			**INVERTER 2**			**INVERTER 3**			**INVERTER 4**				**INVERTER 5**				**INVERTER 6**				**INVERTER 7**		
Stringhe	24	24	16	24	24	16	24	24	20	24	24	16	16	24	24	16	16	24	24	16	14	24	24	24
Moduli	22	22	22	22	22	22	21	21	21	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	20	20
Pot moduli	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
Pot nominale	330.88			330.88			335.58			357.2				357.2				348.27				338.4		

Tabella 4.2 Dettaglio delle sezioni afferenti alla cabina 2

CABINA 2																							
Sezioni	**S4 PI (GPPV 215)**					**S5 TI (GPPV 215)**												**S6 NI (GPPV 235)**					
Sottosezioni	S4.1					S5.1				S5.2				S5.3				S6.1			S6.2		
Cassette	A8	B8	C8	D8	E8	A9	B9	C9	D9	A10	B10	C10	D10	A11	B11	C11	D11	A12	B12	C12	A13	B13	C13
Inverter	**INVERTER 8**					**INVERTER 9**				**INVERTER 10**				**INVERTER 11**				**INVERTER 12**			**INVERTER 13**		
Stringhe	13	13	18	16	16	24	24	16	16	24	24	16	16	24	24	16	14	24	24	16	24	24	16
Moduli	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	22	22	22	22	22	22
Pot moduli	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	235	235	235	235	235	235
Pot nominale	310.46					326.8				326.8				318.63				330.88			330.88		

Passando dalle sezioni agli inverter, può risultare interessante la Fig. 4.11, in cui si riporta la disposizione di questi ultimi sul tetto dell'edificio, la rispettiva marca di moduli collegati e la potenza nominale complessiva associata a ciascun inverter.

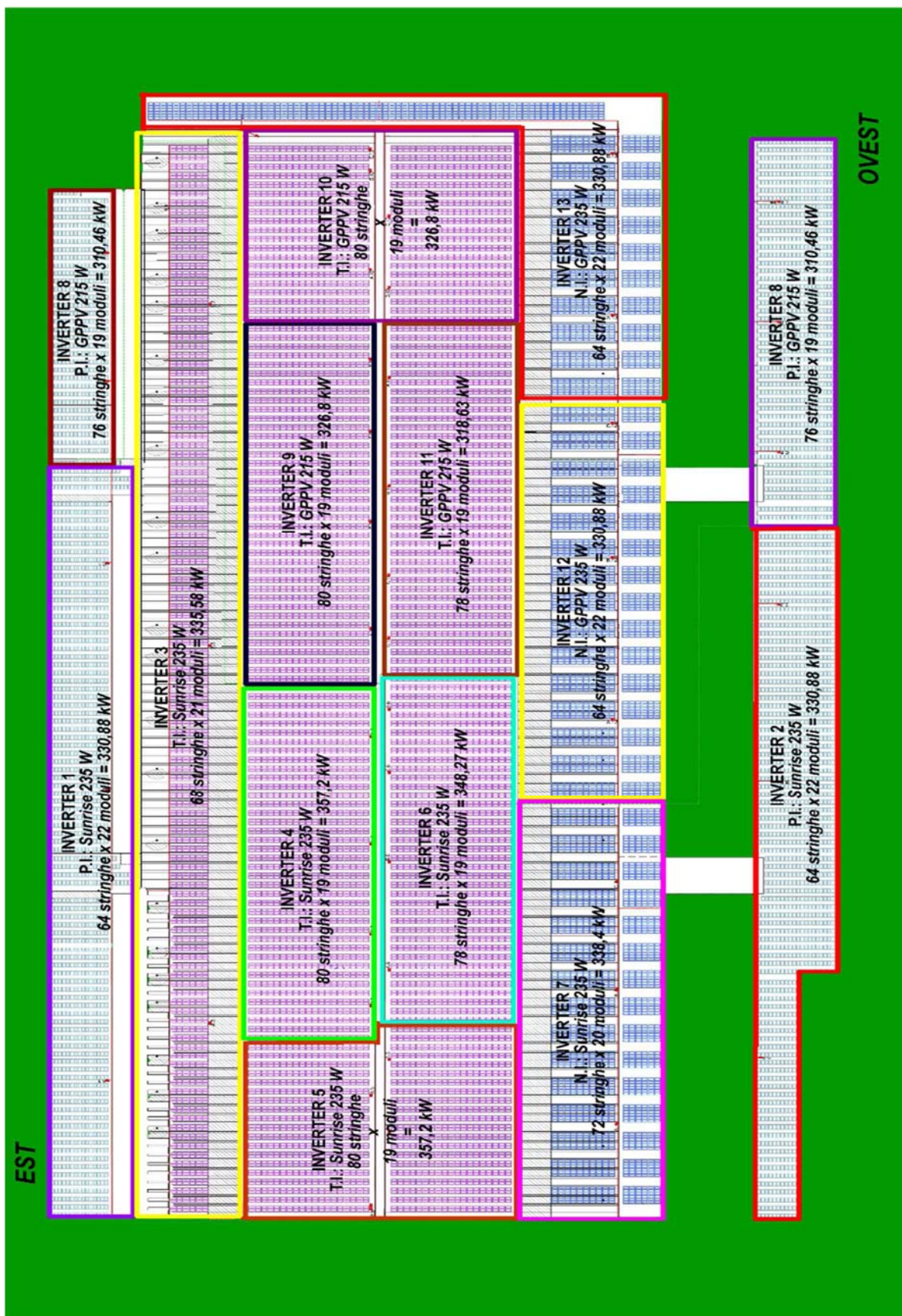



Fig. 4.11 Ubicazione degli inverter sul tetto del Maap, tipologia di installazione (P.I.: Parzialmente Integrato, T.I: Totalmente Integrato, N.I.: Non Integrato), marca e potenza dei moduli, numero di stringhe e moduli, potenza nominale campo FV

I moduli FV nominati sopra rispondono alle seguenti caratteristiche tecniche evidenziate nelle due figure (Fig. 4.12 e Fig. 4.13):

Tipo		SR-235P6	SR-230P6	SR-225P6	SR-220P6	SR-215P6	SR-210P6	SR-205P6	SR-200P6
		235 W	230 W	225 W	220 W	215 W	210 W	205 W	200 W
Potenza massimale	Pm (W)	239,9	234,9	229,9	224,9	219,9	214,9	209,9	204,9
Indice di tolleranza	(%)	± 1,5	± 1,5	± 1,5	± 1,5	± 1,5	± 1,5	± 1,5	± 1,5
Tensione a circuito aperto	Voc (V)	36,72	36,60	36,42	36,06	36,00	35,94	35,94	35,88
Corrente in corto circuito	Isc (A)	8,23	8,17	8,10	7,95	7,83	7,60	7,47	7,35
Tensione alla mass. potenza	Vm (V)	30,60	30,48	30,36	30,12	29,94	29,64	29,58	29,28
Corrente alla mass. potenza	Im (A)	7,68	7,55	7,41	7,30	7,18	7,09	6,93	6,83
Efficienza del modulo	ηm (%)	14,35	14,04	13,74	13,43	13,13	12,82	12,52	12,21
Efficienza della cella	ηc (%)	16,12	15,87	15,52	15,12	14,87	14,37	14,12	13,75
Tipo delle celle		Silicio policristallino , 156 x 156							
Numero delle celle		60							
Dimensioni	(mm)	1637 x 992 x 48							
Peso	(kg)	19,3							
Tensione massima di sistema	(VDC)	1000 DC							
Coefficiente Temperatura Voc	(V/ °C)	-0,1500							
Coefficiente Temperatura Isc	(mA/°C)	+4,500							
Coefficiente Temperatura Pm	(%/°C)	-0,4982							
Temperatura di funzionamento	(°C)	- 40 ... 85 °C							
Nominal operating cell temperature NOCT	(°C)	45 ± 2							
Fusibili in seria massima	(A)	15							
Isolamento	(MΩ)	50							
Numero di diodi bypass		6							

Fig. 4.12 Moduli FV marca SUNRISE

Module		GPM220P-B-60								
Encapsulation		Glass/EVA/Cells/ EVA/TPT								
Size and Number of cells		156mm×156mm 60/6×10pcs								
Maximum Power (Pmax)	W	200	205	210	215	220	225	230	235	240
Power Tolerance		±3%								
Open Circuit Voltage (Voc)	V	36.5	36.5	36.5	36.5	37.0	37.0	37.0	37.0	37.2
Short Circuit Current (Isc)	A	7.65	7.71	7.88	8.03	8.10	8.17	8.22	8.29	8.33
Maximum Power Voltage (Vmp)	V	28.6	28.8	29.0	29.3	29.5	29.6	29.8	30.0	30.2
Maximum Power Current (Imp)	A	6.98	7.12	7.24	7.34	7.45	7.60	7.73	7.83	7.95
Max.syst. Oper. voltage	V	1000V								
Diodes		6 by-pass								
Dimension	mm	1640×990×50								
Weight	kg	21								
Operate Temp. scope	℃	-40/+85								
Relative humidity		0 to 100%								
Resistances		227g steel ball fall down from 1m height and 60m/s wind								
Warranty		Pm is not less than 90% in 10 years and 80% in 25 years								

Test condition: @STC 1000W/m², AM1.5, 25℃

Fig. 4.13 Moduli FV marca GPPV

Per realizzare le schiere sono state utilizzate apposite **cassette di parallelo** in grado di fornire la protezione e il monitoraggio delle stringhe; al loro interno saranno disponibili 16 o 24 ingressi che permetteranno un monitoraggio ed un rilevamento dei guasti attraverso una porta seriale RS-485. Tali cassette di parallelo sono ubicate sulla copertura degli edifici e vengono anche chiamate cassette di campo (Fig. 4.14).

Fig. 4.14 Cassette di campo per le stringhe

Sono presenti due cabine di consegna e trasformazione MT/BT, come già visto in Fig. 4.10: alla CABINA 1 fanno capo le sezioni S.1, S.2 e S.3, mentre alla CABINA 2 fanno capo le sezioni S.4, S.5 e S.6.

La CABINA 1 è composta da:

a. Locale ENEL.
b. Locale Misure.
c. Locale Utente.
d. Locale Inverter 1.

Mentre nella CABINA 2 si trova:

a. Locale MT.
b. Locale Inverter 2.

L’impianto fotovoltaico è connesso in parallelo alla rete elettrica di distribuzione di Media Tensione in corrente alternata al fine della **sola vendita** dell’energia prodotta mediante un’unica fornitura dedicata.

Si riportano ora nella seguente Tabella 4.3 le principali informazioni di riferimento per l'impianto in analisi.

Tabella 4.3 Dati relativi all'impianto FV in esame

Denominazione impianto	MAAP_FTV
Luogo	Padova, Corso Stati Uniti, 50
Tipologia impianto	Su tetto, struttura fissa, Azimuth 20°, Tilt 15°
Marca e modello pannelli	Sunrise Solartech CO., LTD. SR235P6 GPPV. GPM220P-B-60
Numero pannelli totali	18'988
Marca e modello inverter	KACO. POWADOR XP350-HV_TL
Potenza nominale [kWp]	4342,86
Connessione alla rete di distrib.	Media Tensione (MT)
Producibilità garantita 2012 [kWh]	4'901'734
Percentuale BONUS per O&M	50,00%
Tariffa incentivante [€/kWh]	0,384 (parz. int.); 0,422 (tot. Int.); 0,346 (non. Int.)
Vendita energia [€/kWh]	0,08

L'analisi è stata svolta su base annuale considerando come periodo di riferimento l'anno solare 2012 (da 01/01/2012 a 31/12/2012).

4.3 DATI DISPONIBILI

L'analisi si basa sui dati registrati dal sistema di monitoraggio installato presso l'impianto, i quali possono essere estratti dal portale di monitoraggio, gestito dal Gestore dell'impianto stesso, attraverso il seguente link http://87.28.255.15/gui/index.jsp#.

Dal portale è possibile ricavare i seguenti dati:

- Lettura del misuratore di produzione M2.
- Energia prodotta.
- Radiazione solare incidente (dati misurati su piano fisso con tilt 15°).
- Valori istantanei di potenza prodotta.
- Valori istantanei dell'irraggiamento solare(dati misurati su piano fisso con tilt 15°).

4.4 *RADIAZIONE SOLARE INCIDENTE – ANNO 2012*

Nella figura (Fig. 4.15) sotto è riportata la planimetria dell'impianto in cui sono evidenziate le posizioni di installazione dei due solarimetri.

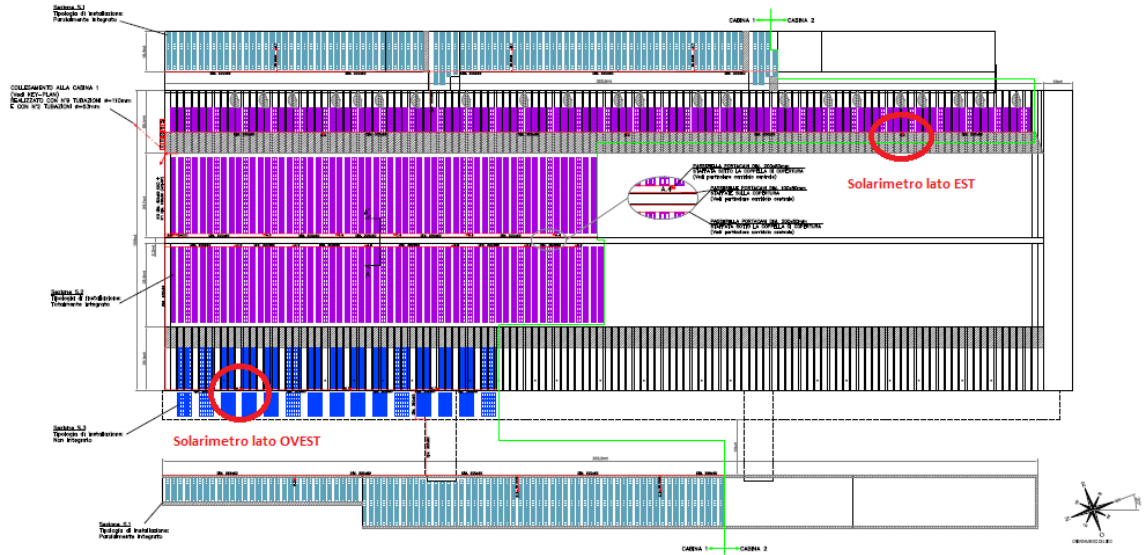



Fig. 4.15 Posizionamento del solarimetro lato EST e del solarimetro lato OVEST

Il solarimetro lato EST (Fig. 4.15) si trova nella sottosezione S2.1, in corrispondenza alla cassetta di campo C3 (afferente all'inverter 3). La sezione S.2 è costituita da moduli fotovoltaici con installazione "totalmente integrata".

Il solarimetro lato OVEST (Fig. 4.15) si trova nella sottosezione S3.1, in corrispondenza alla cassetta di campo A7 (afferente all'inverter 7). La sezione S.3 è costituita da moduli fotovoltaici con installazione "non integrata".

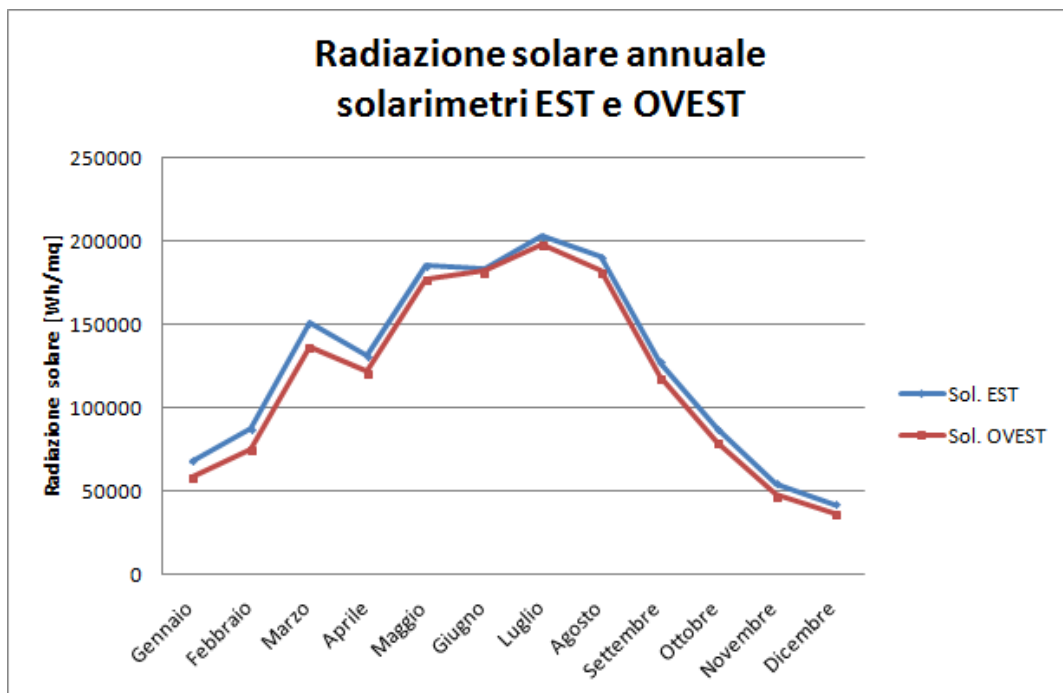



Fig. 4.16 Radiazione solare misurata nell'anno 2012

Da una prima analisi dei valori indicati durante l'anno 2012 dai due solarimetri risulta evidente che il solarimetro lato OVEST dà un'indicazione sistematicamente inferiore rispetto a quello situato nel lato EST, tranne nel mese di Giugno in cui praticamente coincidono (vedi Fig. 4.16).

Si riportano ora le correnti di stringa nelle due zone adiacenti ai solarimetri per valutare il relativo comportamento (stringhe cassetta C3 – lato EST – e A7 – lato OVEST –) .

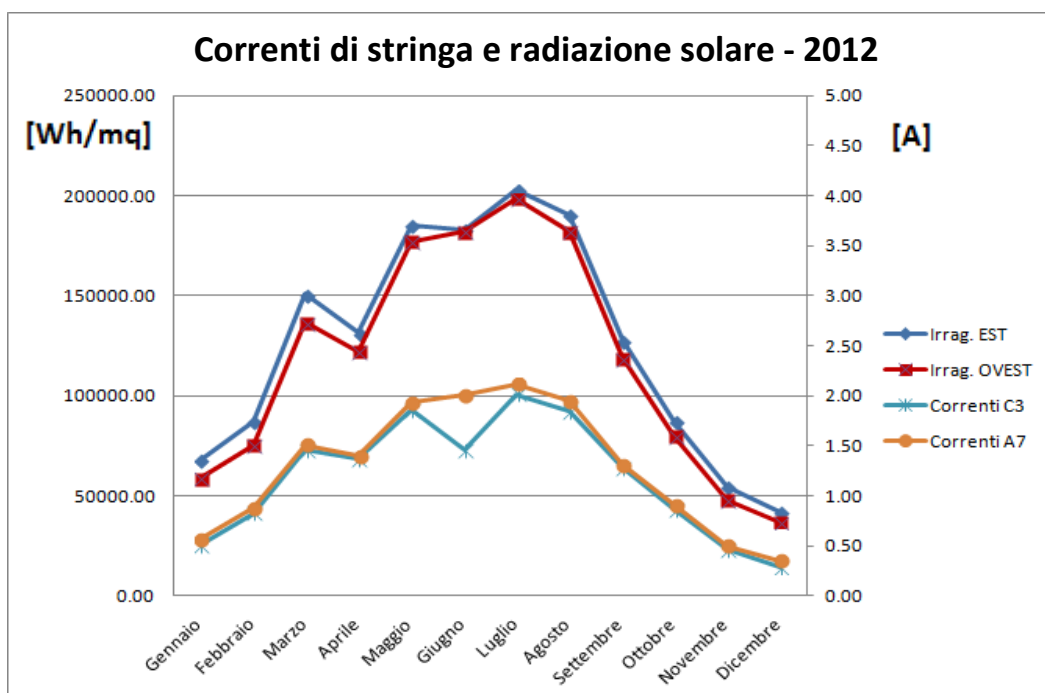



Fig. 4.17 Radiazione solare e correnti cassette C3 e A7 misurate nell'anno 2012

La corrente media mensile di stringa delle cassette C3 e A7 ha un andamento uguale tranne nel mese di Giugno in cui la cassetta C3 registra un valore sensibilmente inferiore (Fig. 4.17). Da un'analisi dei messaggi di errore del sistema Energy Sentinel PV scopriamo che questa anomalia è dovuta ad una mancata produzione, nel periodo 14-19 Giugno, dell'inverter della cassetta C3.

In generale però, pur togliendo tale dato anomalo (Fig. 4.18), contrariamente a quanto ci si sarebbe aspettato (osservando le indicazioni dei corrispondenti solarimetri), le correnti di C3 hanno un valore medio più basso di quelle di A7.

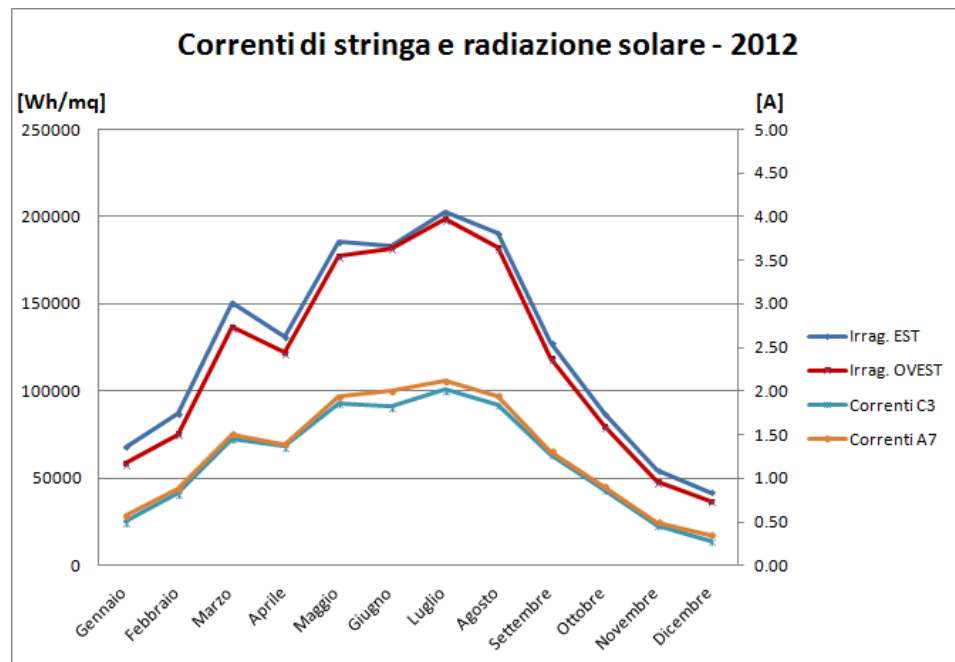



Fig. 4.18 Radiazione solare e correnti cassette C3 e A7 misurate nell'anno 2012, con correzione correnti nel mese di Giugno

Questo ci porta a poter avanzare alcune ipotesi.

Il solarimetro che performa meno (quello lato OVEST) può avere tre tipi di problemi: essere ombreggiato, essere sporco o essere tarato diversamente dall'altro.

1) L'ombreggiamento sarebbe da escludere dato che la corrispondente stringa di moduli performa mediamente meglio dell'altra.
2) La pulizia dei sensori stessi è di fondamentale importanza; infatti, data la loro ridotta superficie di captazione, basta poca polvere o un minimo di sporco per falsare i dati derivanti da essi. Il Gestore dell'impianto esegue circa un minimo di 2 visite al mese all'impianto del Maap tra interventi ordinari/straordinari e di controllo e ogni volta viene verificato il corretto posizionamento e la pulizia dei sensori di irraggiamento.

3) Nel corso del tempo, i sensori di irraggiamento devono essere verificati e tarati (se necessario) ed eventualmente sostituiti (come successo nell'impianto in esame), in quanto anche leggeri errori, passanti inosservati, influiscono su tutti i calcoli a cui sono legati.

Data la non facile soluzione del problema sarebbe quindi opportuno collocare in loco più sensori e considerarne la media delle indicazioni, avendo cura di eliminare i valori che si discostano troppo da tale media. Sarebbe auspicabile avere almeno un sensore di irraggiamento e temperatura per ogni sezione (se non di più a seconda dell'estensione dell'impianto, o addirittura installare un sensore per ogni inverter). Questo perché si può dimostrare che per quanto un impianto sia realizzato in maniera meticolosa, non si riscontrerà mai in tutti i suoi punti la medesima inclinazione dei pannelli né tanto meno l'orientamento. Ecco che due sensori di irraggiamento installati in due diversi punti, pur di una medesima sezione d'impianto, possono risultare con valori discordanti tra loro.

Studiamo ulteriormente il comportamento dei solarimetri per cercare di arrivare ad una conclusione ragionata circa la loro affidabilità.

4.4.1 Analisi dei solarimetri durante una giornata estiva soleggiata – 13 Agosto 2012

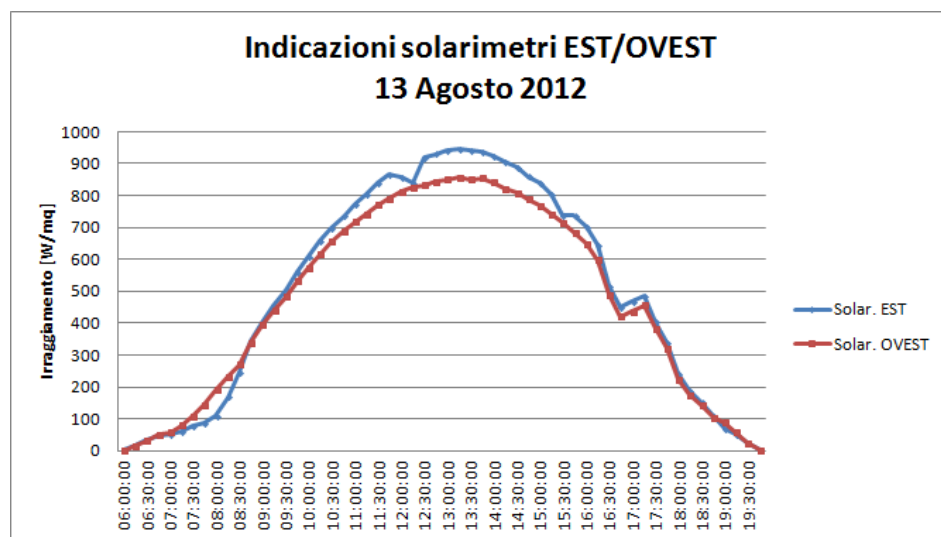



Fig. 4.19 Irraggiamento indicato dai solarimetri EST e OVEST, il 13 Agosto 2012

Prendendo come esempio la giornata del 13 Agosto, osserviamo ancora che il solarimetro EST presenta valori di irraggiamento superiori rispetto il solarimetro OVEST (Fig. 4.19), con uno scarto massimo del 10% nelle ore più calde della giornata, come si può vedere dalla tabella (Tabella 4.4) e dalla Fig. 4.20.

Tabella 4.4 Valori irraggiamento solarimetri il 13 Agosto 2012

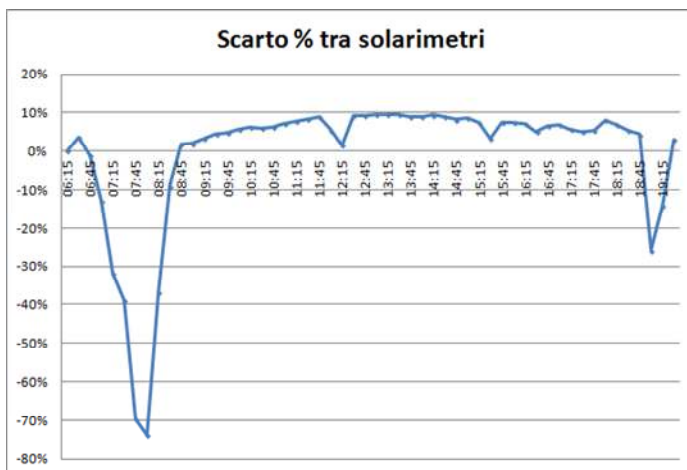
Ora	IrrEST	IrrOVEST	Scarto
06:15	16.29	16.26	0%
06:30	32.72	31.55	4%
06:45	49.25	49.74	-1%
07:00	51.72	58.36	-13%
07:15	60.4	79.63	-32%
07:30	79.01	109.77	-39%
07:45	85.18	144.62	-70%
08:00	109.49	190.39	-74%
08:15	169.01	231.31	-37%
08:30	247.34	269.38	-9%
08:45	344.63	338.53	2%
09:00	402.37	394.18	2%
09:15	453.4	437.75	3%
09:30	505.41	482.6	5%
09:45	558.9	531.7	5%
10:00	607.91	573.42	6%
10:15	656.62	615.86	6%
10:30	696.95	655.51	6%
10:45	735.74	688.53	6%
11:00	772.78	717.29	7%
11:15	804.28	741.31	8%
11:30	840.06	770.44	8%
11:45	866.31	789.47	9%
12:00	859.3	811.42	6%
12:15	839.42	825.53	2%
12:30	918.4	832.4	9%
12:45	930.58	844.22	9%
13:00	939.95	850.14	10%
13:15	945.68	856.21	9%
13:30	941.3	851.01	10%
13:45	938.14	854.99	9%
14:00	925.32	841.68	9%
14:15	907.72	822.22	9%
14:30	888.7	808.7	9%
14:45	859.61	789.03	8%
15:00	840.96	767.75	9%
15:15	803.32	742.99	8%
15:30	739.67	715.63	3%
15:45	738.78	683.85	7%
16:00	701.27	648.35	8%
16:15	643.52	597.94	7%
16:30	515.91	488.91	5%
16:45	450.04	420.47	7%
17:00	467.37	435.06	7%
17:15	484.58	456.59	6%
17:30	403.32	382.4	5%
17:45	339.54	320.97	5%
18:00	243.6	223.84	8%
18:15	187.12	174.16	7%
18:30	150.81	142.52	5%
18:45	109.53	104.74	4%
19:00	70.52	88.69	-26%
19:15	50.35	57.45	-14%
19:30	25.66	24.89	3%

Scarto massimo pari al 10%

Fig. 4.20 Scarto % tra i due solarimetri

Notiamo però che nelle prime ore del mattino (circa dalle 7:00 alle 8:30) la situazione è invertita cioè il solarimetro OVEST segna valori superiori al solarimetro EST. Per verificare se si tratta di un caso particolare o se è un comportamento ripetitivo, analizziamo per esempio le indicazioni delle correnti di stringa C3 e A7 delle giornate relative alla prima settimana di Luglio 2012, come riportato in Fig. 4.21. Come si può vedere, il fenomeno è ancora presente. Guardando la figura relativa al 01 Luglio invece possiamo notare che il solarimetro a OVEST (sempre nelle prime ore del mattino) presenta lo stesso andamento di quello situato a EST. Probabilmente si tratta di un ombreggiamento temporaneo (nuvola) che ha mandato in ombra entrambi i solarimetri. Abbiamo conferma di ciò dall'andamento delle correnti della cassetta C3 e della cassetta A7 nello stesso giorno (Fig. 4.22). L'analisi delle correnti mostra un calo nelle ore mattutine a dimostrazione di una condizione di cielo coperto.

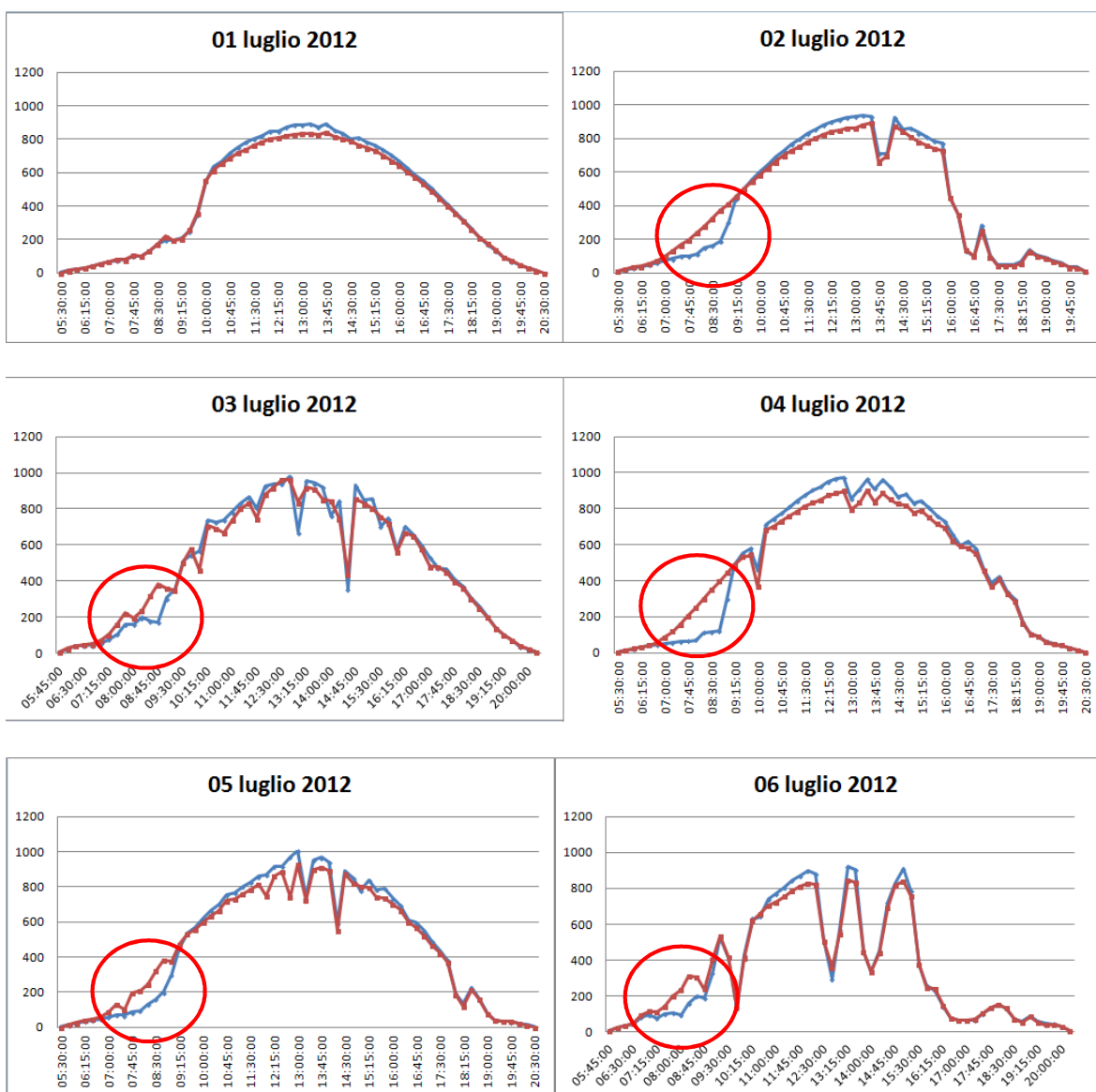
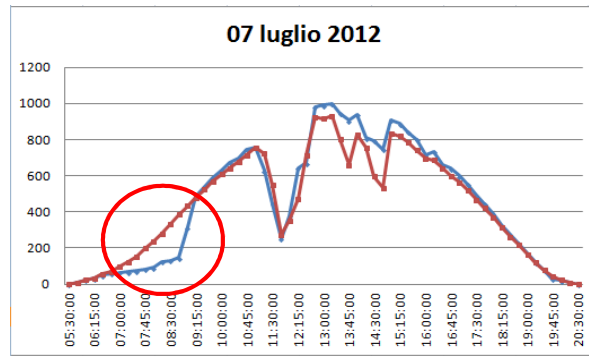



Fig. 4.21 Confronto tra solarimetri Est e Ovest nei primi 7 giorni di Luglio 2012

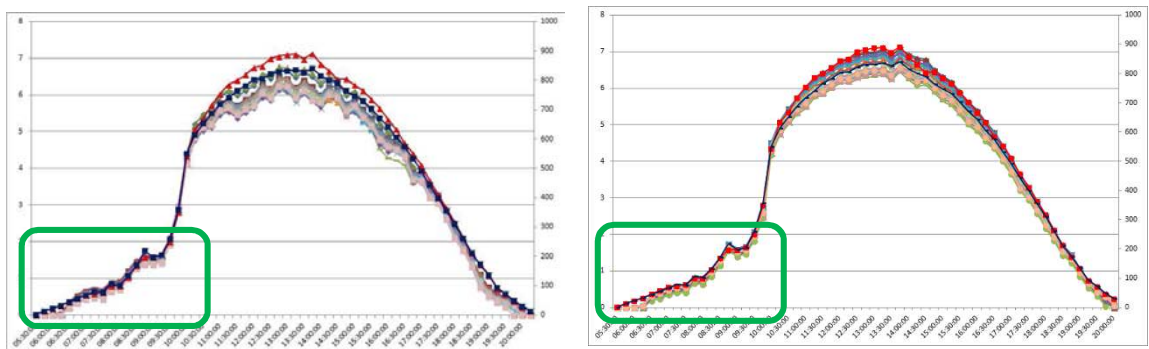



Fig. 4.22 Le linee marcate rossa e blu rappresentano l'andamento dell'irraggiamento rilevato dai due solarimetri (asse a destra in W/mq), mentre tutte le altre indicano i valori delle correnti di tutte le stringhe afferenti alla cassetta C3 (asse a sinistra in A) per la figura a sinistra e afferenti alla cassetta A7 per la figura di destra – 1 Luglio 2012

Questo fenomeno di basso irraggiamento nelle prime ore del mattino è sempre presente, in ogni mese estivo, per il solarimetro EST, il quale risulta quindi evidentemente ombreggiato.

4.4.2 Analisi dei solarimetri durante una giornata invernale soleggiata – 25 Gennaio 2012

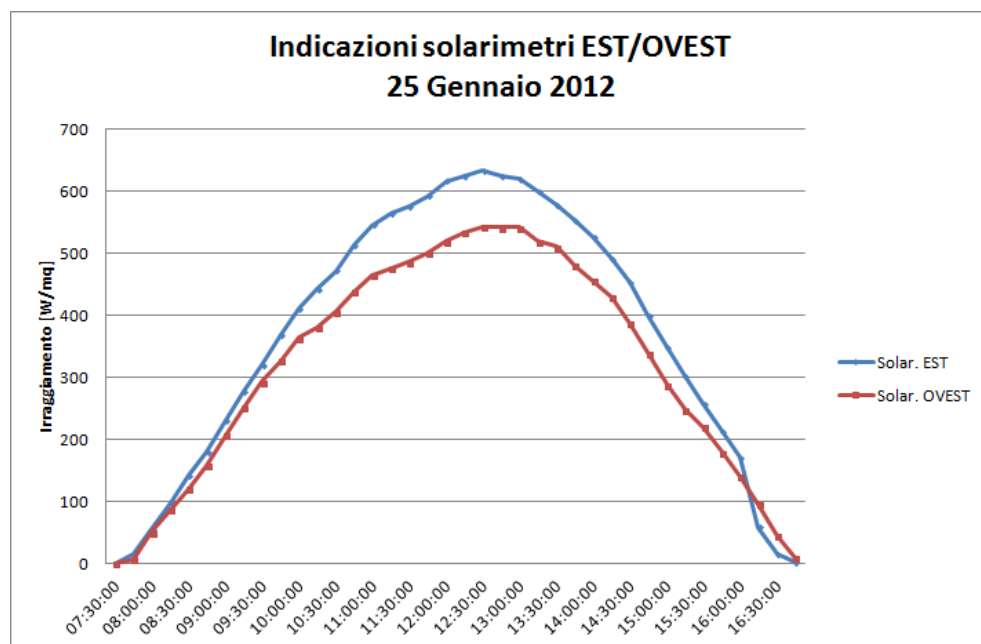



Fig. 4.23 Irraggiamento indicato dai solarimetri EST e OVEST, il 25 Gennaio 2012

Nelle giornate invernali si ha un irraggiamento sensibile dalle 8:00 alle 16.00, mentre nel periodo estivo l'intervallo va in genere dalle 6:15 alle 19:30.

Nel periodo invernale la prevalenza, in termini di irraggiamento, del solarimetro EST, è molto più marcata rispetto i giorni estivi, come si può vedere dalla Fig. 4.23. Lo scarto tra i due va da un minimo del 7,4 % e arriva ad una massimo del 17,9 % per il giorno in esame, come visibile dalla seguente tabella (Tabella 4.5). Analizzando anche giorni di Dicembre, per esempio il 25, lo scostamento tra i due solarimetri si mantiene sempre alto, con valori attorno al 20 %.

Tabella 4.5 Valori irraggiamento solarimetri il 25 Gennaio 2012

Ora	IrrEST	IrrOVEST	Scarto
08:00	54.75	50.72	7.4%
08:15	98.86	86.9	12.1%
08:30	142.78	120.04	15.9%
08:45	180.56	159.05	11.9%
09:00	231.51	206.61	10.8%
09:15	278.7	251.94	9.6%
09:30	319.97	292.53	8.6%
09:45	368.1	326.61	11.3%
10:00	410.11	363.8	11.3%
10:15	441.32	380.74	13.7%
10:30	472.06	406.1	14.0%
10:45	512.36	437.76	14.6%
11:00	545.19	465.43	14.6%

11:15	564.44	476.54	15.6%
11:30	575.6	485.76	15.6%
11:45	592	500.22	15.5%
12:00	616.51	519.59	15.7%
12:15	624.42	533.35	14.6%
12:30	632.88	543.01	14.2%
12:45	625.08	541.44	13.4%
13:00	620.36	541.83	12.7%
13:15	600.14	519.62	13.4%
13:30	577.69	510.58	11.6%
13:45	553.85	480.23	13.3%
14:00	526.05	455.85	13.3%
14:15	490.71	429.94	12.4%
14:30	454.01	387.76	14.6%
14:45	399.57	339.25	15.1%
15:00	349.36	288.57	17.4%
15:15	302.12	248.14	17.9%
15:30	258.15	220.62	14.5%
15:45	213.37	179.76	15.8%
16:00	170.57	141.29	17.2%

L’andamento simile ad una campana del grafico sta ad indicare una giornata limpida con cielo sereno. Giornata simile è la successiva, il 26 Gennaio, come si può vedere da Fig. 4.24.

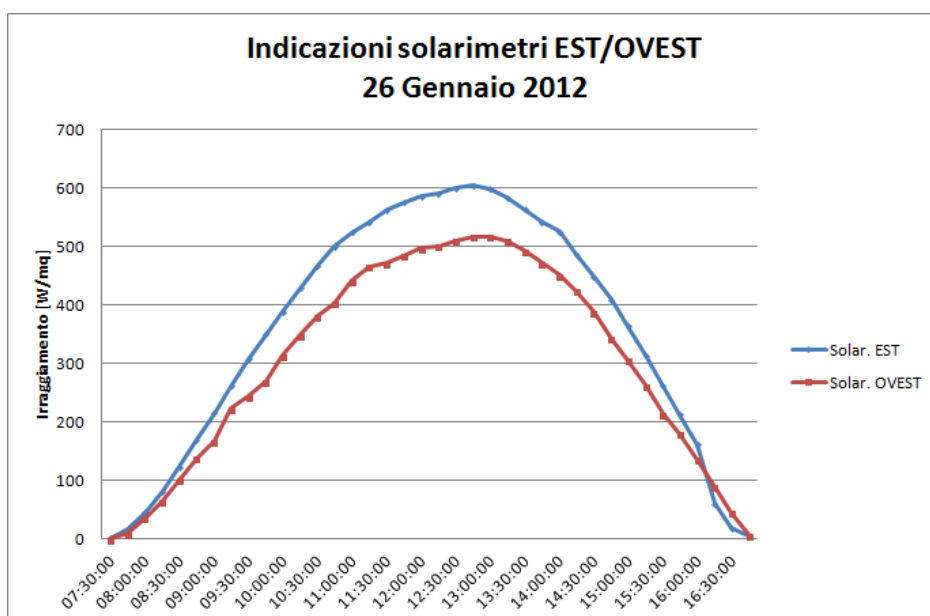



Fig. 4.24 Irraggiamento indicato dai solarimetri EST e OVEST, il 26 Gennaio 2012

La riduzione dell’irraggiamento rilevato dal sensore EST rispetto quello a OVEST nelle ultime ore della giornata (dalle 16:15 in poi), può indicare un ombreggiamento sistematico, per via dall’altezza solare caratteristica di quel periodo, causato da un qualche ostacolo. Questo fenomeno è stato infatti rilevato anche in altre giornate di Gennaio, come ad esempio l’11 e il 15 Gennaio (vedi Fig. 4.25).

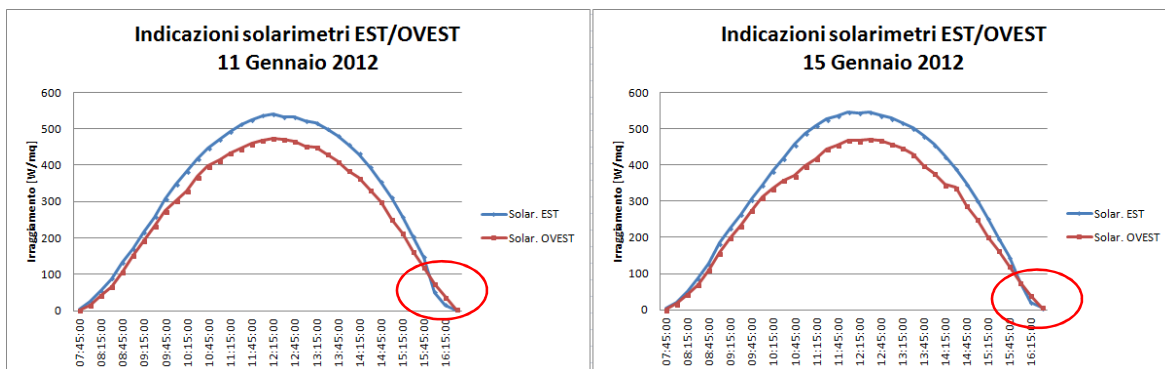



Fig. 4.25 Irraggiamento indicato dai solarimetri EST e OVEST, l'11 e il 15 Gennaio 2012

Una giornata non serena, con passaggi di nuvole che provocano dei picchi di caduta dell'irraggiamento, si presenta per esempio come il grafico riportato nella seguente figura (Fig. 4.26), relativo al 25 Dicembre 2012.

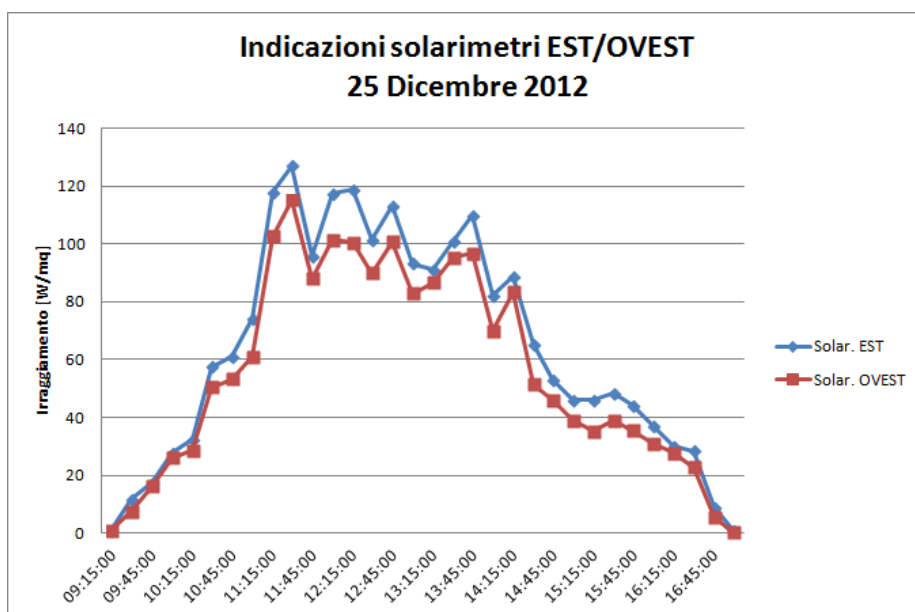



Fig. 4.26 Irraggiamento indicato dai solarimetri EST e OVEST, il 25 Dicembre 2012

Per evidenziare dal punto di vista statistico la relazione tra i due solarimetri abbiamo preso un campione di dati letti a mezzogiorno durante il mese di Luglio 2012 (Fig. 4.27). Per questi dati abbiamo escluso i giorni con basso valore di irraggiamento e li abbiamo messi in grafico per valori crescenti dell'irraggiamento ottenendo la loro curva di densità di distribuzione. Considerando le variabili aleatorie associate agli irraggiamenti come delle variabili aleatorie normali, ossia gaussiane, ne abbiamo ricavato la media e la deviazione standard (Fig. 4.28). La differenza tra i valori medi delle variabili normali è l'errore sistematico presente tra le indicazioni dei due solarimetri. Esso risulta pari al 9%.

		Solar. Est	Solar. Ovest
01/07/2012	12:00:00	843,86	803,13
02/07/2012	12:00:00	880,37	821,64
03/07/2012	12:00:00	927,87	881,68
04/07/2012	12:00:00	922,32	847,83
05/07/2012	12:00:00	869,13	749,99
06/07/2012	12:00:00	897,19	825,49
07/07/2012	12:00:00	377,79	351,3
08/07/2012	12:00:00	914,4	847,51
09/07/2012	12:00:00	908,2	857,73
10/07/2012	12:00:00	907,58	843,38
11/07/2012	12:00:00	894,96	827,74
12/07/2012	12:00:00	912,69	839,01
13/07/2012	12:00:00	819,08	703,57
14/07/2012	12:00:00	275,52	289,72
15/07/2012	12:00:00	396,91	390,81
16/07/2012	12:00:00	931	853,12
17/07/2012	12:00:00	926,14	787,07
18/07/2012	12:00:00	886,77	824,07
19/07/2012	12:00:00	863,15	745,55
20/07/2012	12:00:00	914,03	833,05
21/07/2012	12:00:00	256,9	245,68
22/07/2012	12:00:00	943,84	841,52
23/07/2012	12:00:00	423,04	414,76
24/07/2012	12:00:00	193,49	181,64
25/07/2012	12:00:00	695,03	681,03
26/07/2012	12:00:00	868,95	806,37
27/07/2012	12:00:00	883,77	698,47
28/07/2012	12:00:00	809,56	750,67
29/07/2012	12:00:00	879,23	814,32
30/07/2012	12:00:00	893,22	828,33
31/07/2012	12:00:00	877,75	814,09

	Solar. Est	Solar. Ovest	errore sist medio	errore sist %
Media	890,63	810,22	80,40541667	9,03
Dev.st	33,88	47,77		
Dev.st %	3,80	5,90		

Fig. 4.27 Valori di irraggiamento medi giornalieri letti alle 12:00

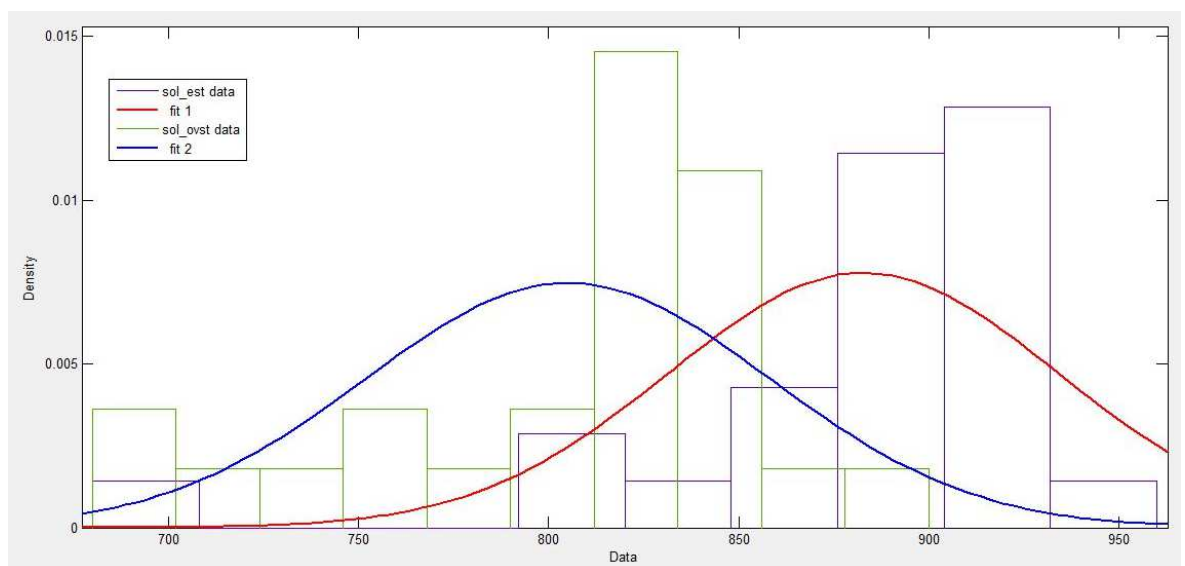



Fig. 4.28 Distribuzione normale associata alle variabili aleatorie irraggiamento

Quindi secondo noi il solarimetro OVEST è starato rispetto al solarimetro EST. Nei calcoli successivi perciò faremo riferimento alle indicazioni del solarimetro EST ricorrendo però ai dati del solarimetro OVEST nelle ore mattutine dei mesi estivi e nelle ore serali dei mesi invernali quando abbiamo visto che il solarimetro EST va in ombra.

Il software di monitoraggio Sentinel invece usa la media aritmetica dei valori degli irraggiamenti letti dai due solarimetri.

4.4.3 Analisi delle correnti di stringa in relazione all'irraggiamento misurato

Per studiare le performance delle stringhe assumeremo che la corrente attesa sia proporzionale all'irraggiamento, con coefficiente dato dalla corrente nominale in condizioni di massima potenza (I_{MPP}) diviso 1000 (ovvero l'irraggiamento delle STC), come si può vedere dalla formula (4.1):

$$I_{attesa} = \left(\frac{I_{MPP}}{1000}\right) x\ Irraggiamento \quad (4.1)$$

dove le correnti sono espresse in Ampere e l'irraggiamento in W/m^2 e non si è considerata la dipendenza della corrente dalla temperatura dato che il coefficiente di temperatura per la corrente varia tra 0,06 %/°C per i moduli Sunrise e 0,08 %/°C per i moduli GPPV. Nel seguito si userà sempre questa semplificazione.
Abbiamo cercato conferma delle nostre ipotesi rilevando i valori misurati delle correnti di alcune stringhe e riportandole in funzione dell'irraggiamento, ottenendo per esempio il grafico di Fig. 4.28 che riporta le seguenti grandezze:

- I valori di corrente misurati.
- I valori di corrente misurati interpolati.
- I valori di corrente attesa, corrispondente alla corrente nominale di massima potenza 7,68 A dei moduli in esame (Sunrise 235 W).

Si sono scelti i dati rilevati nei giorni 01 e 05 Giugno 2012 caratterizzati rispettivamente da un irraggiamento medio-basso e medio-alto in modo da avere un range completo dell'irraggiamento.

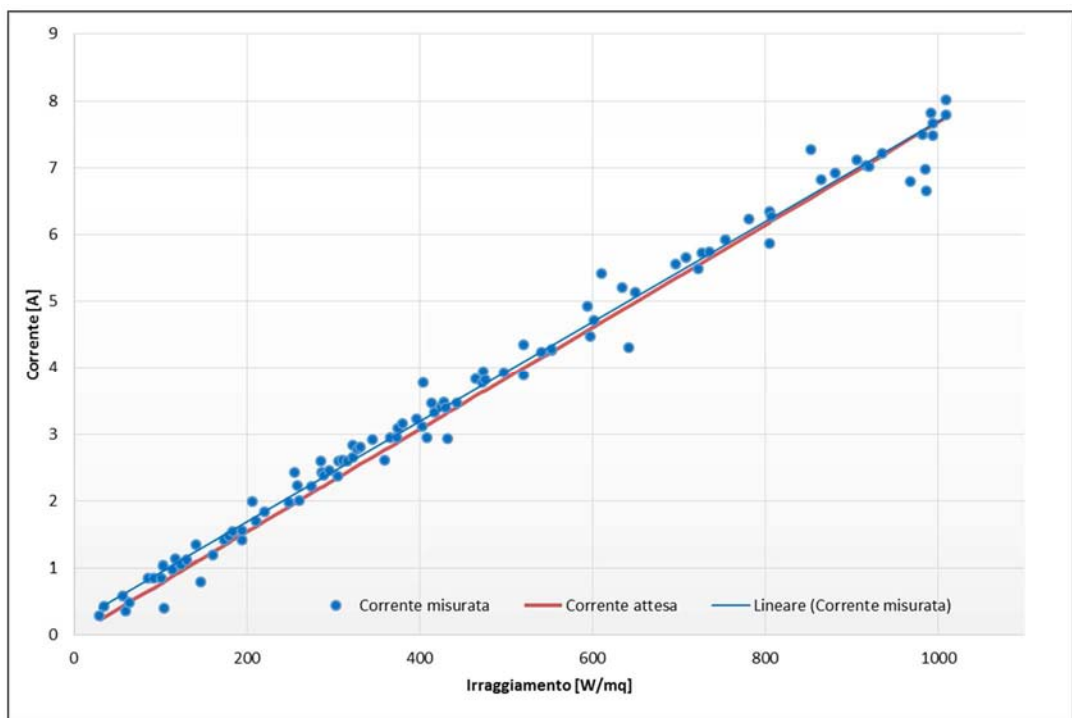



Fig. 4.28 Correnti stringa 1 cassetta A inverter 1, in funzione dell'irraggiamento nei giorni 01, 05 Giugno 2012

Notiamo che la retta interpolatrice e la retta attesa hanno un andamento molto simile soprattutto per valori medio-alti dell'irraggiamento, e questo sembra avvalorare la nostra ipotesi.

Si osservano fluttuazioni dei valori delle correnti misurate attorno alla retta interpolatrice. Questo fenomeno è comune a tutte le stringhe, nel senso che anche stringhe di altri inverter hanno le stesse fluttuazioni nelle stesse situazioni.

La figura seguente (Fig. 29) riporta le correnti misurate di una stringa connessa all'inverter 12 rilevate negli stessi giorni. Si ricorda che l'inverter 12 è connesso a moduli di marca GPPV con corrente nominale di massima potenza pari a 7,83 A.

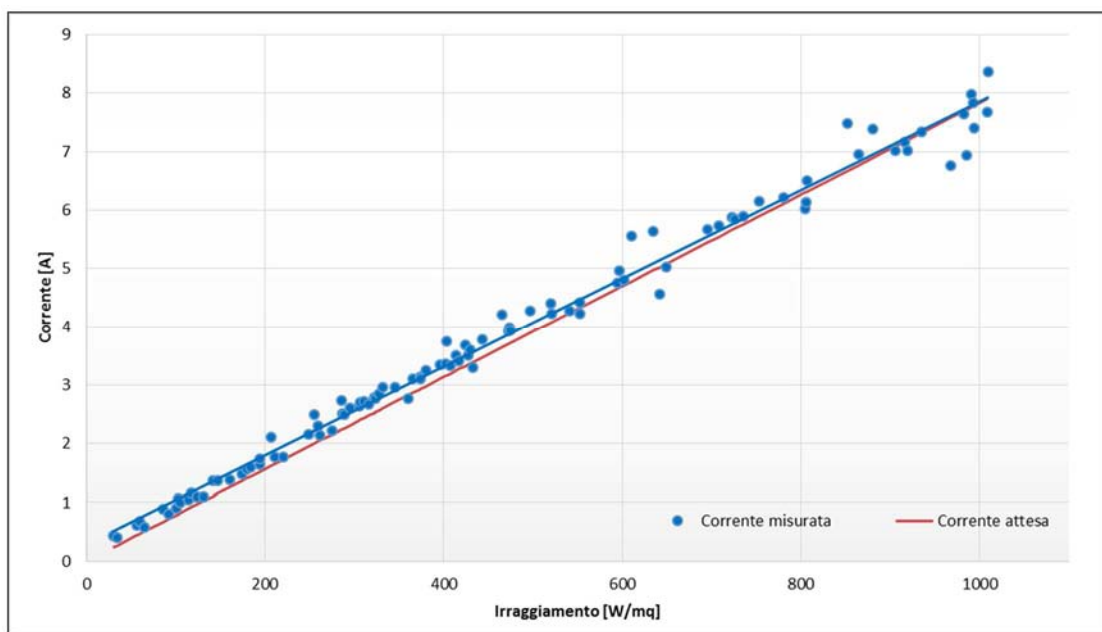



Fig. 29 Correnti stringa 1 cassetta A inverter 12, in funzione dell'irraggiamento rilevato nei giorni 01 e 05 Giugno 2012

Vogliamo ora evidenziare un comportamento particolare delle stringhe. Si considereranno singolarmente i due giorni visti, in modo da studiare la risposta delle stringhe in un giorno ad irraggiamento medio-basso (01 Giugno) e in un giorno a irraggiamento medio-alto (05 Giugno).

Nella figura seguente (Fig. 4.30) è riportato il grafico della corrente della stringa 1 cassetta A dell'inverter 9 relativamente al giorno 01/06/2012. Si è trattato di un giorno con irraggiamento medio-basso, probabilmente per via del cielo coperto, con luce probabilmente diffusa. I moduli dell'inverter 9 sono di tipo GPPV (215 W) e hanno una corrente nominale di massima potenza pari a 7,34 A.

In questa situazione si osserva che <u>le correnti di stringa superano il valore atteso per la maggior parte dei valori dell'irraggiamento riportati</u>; la conseguenza è che l'indice di rendimento in corrente medio giornaliero, da noi utilizzato per valutare le performance delle stringhe, risulta superiore al 100%. A nostro avviso si tratta di una situazione da analizzare. Una possibile spiegazione del fenomeno potrebbe risiedere nell'indicazione non precisa del solarimetro, il quale potrebbe segnare valori inferiori a quelli reali.

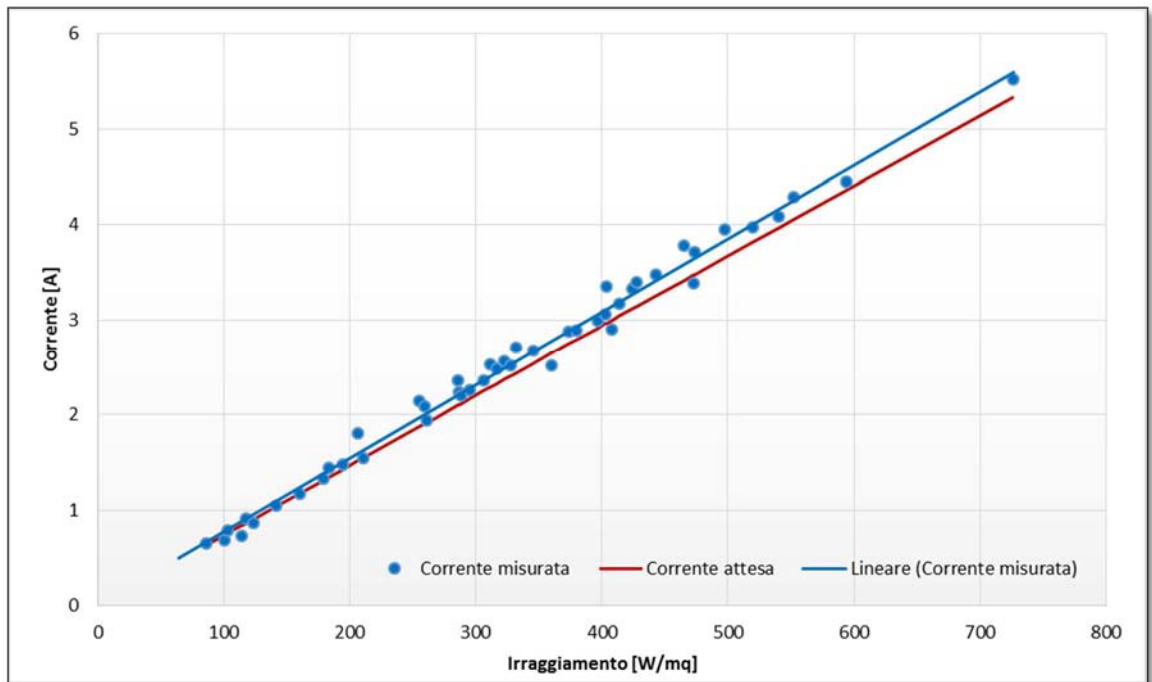



Fig. 4.30 Corrente stringa 1 cassetta A inverter 9, in funzione dell'irraggiamento, il giorno 01 Giugno 2012

A conferma di quanto appena esposto riportiamo il grafico giornaliero dello stesso giorno, di una corrente di stringa dell'inverter 9 paragonata alla corrente attesa (vedi Fig. 4.31). La corrente misurata della stringa risulta essere superiore alla corrente attesa. L'irraggiamento è quindi sottostimato.

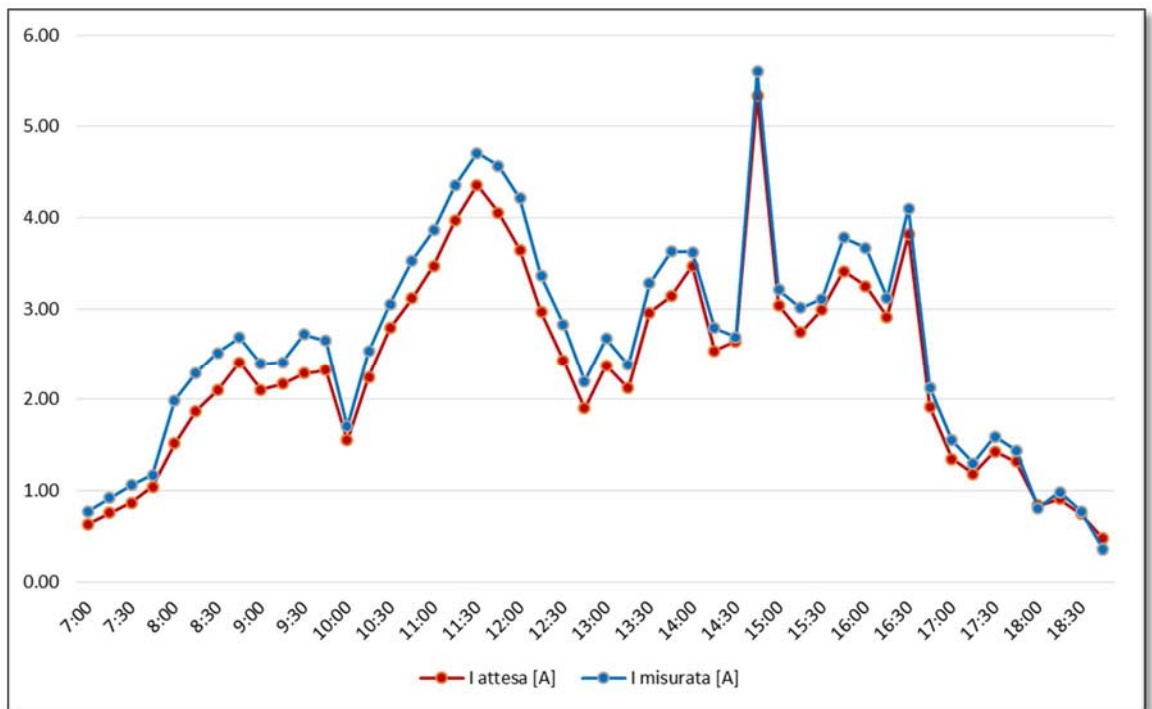



Fig. 4.31 Rappresentazione della corrente di stringa dell'inverter 9 confrontata con la corrente attesa - 01 Giugno 2012

Verifichiamo che questo comportamento si manifesta anche nella stagione invernale, prendendo per esempio un giorno a basso irraggiamento nel mese di Ottobre (inverter 1, stringa 1 cassetta A) come si vede in Fig. 4.33, e un giorno nel mese di Dicembre (inverter 1, stringa 3 cassetta A) Fig. 4.35.

Riportiamo anche i profili degli irraggiamenti giornalieri (Fig. 4.32 e 4.34).

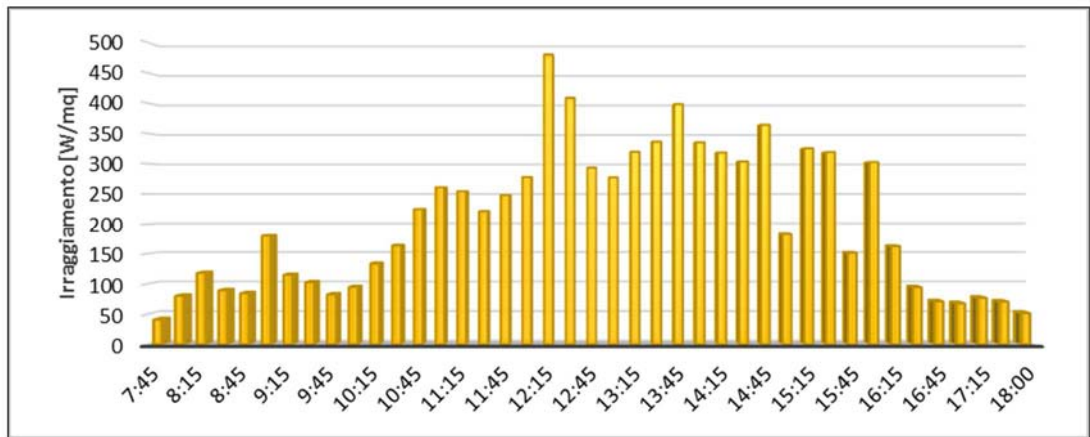



Fig. 4.32 Profilo di irraggiamento per il giorno 08/10/2012

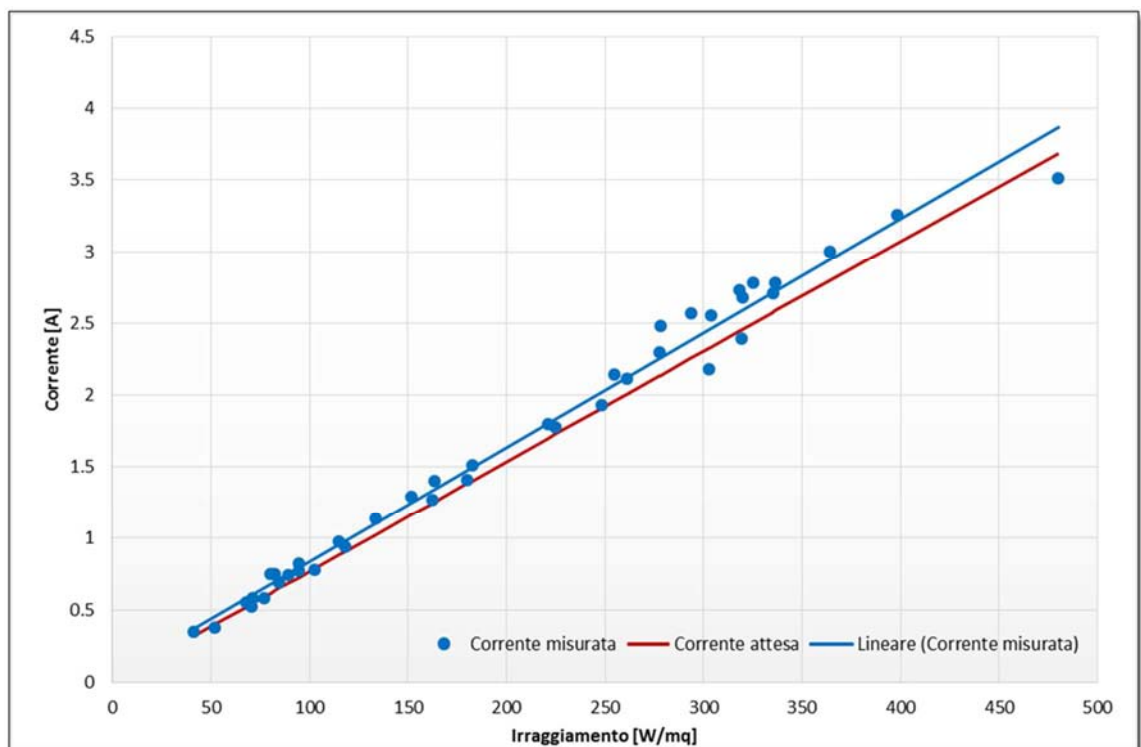



Fig. 4.33 Corrente stringa 1 cassetta A inverter 1, in funzione dell’irraggiamento, il giorno 08 Ottobre 2012

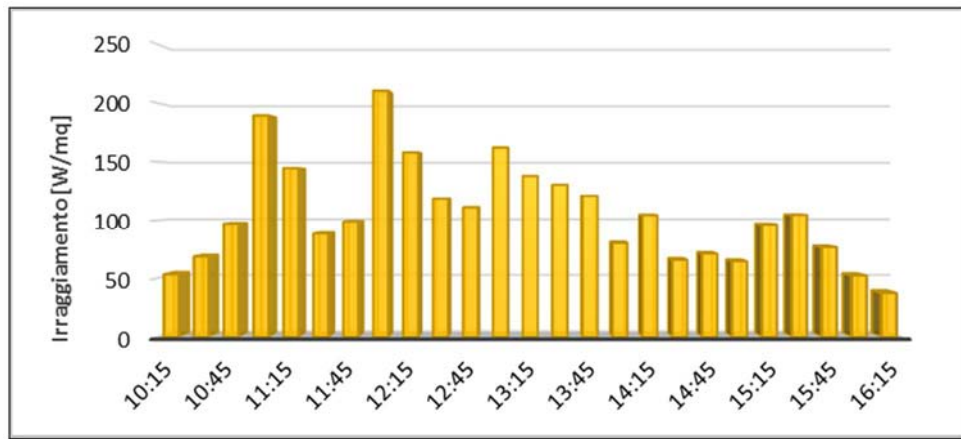



Fig. 4.34 Profilo di irraggiamento per il giorno 01/12/2012

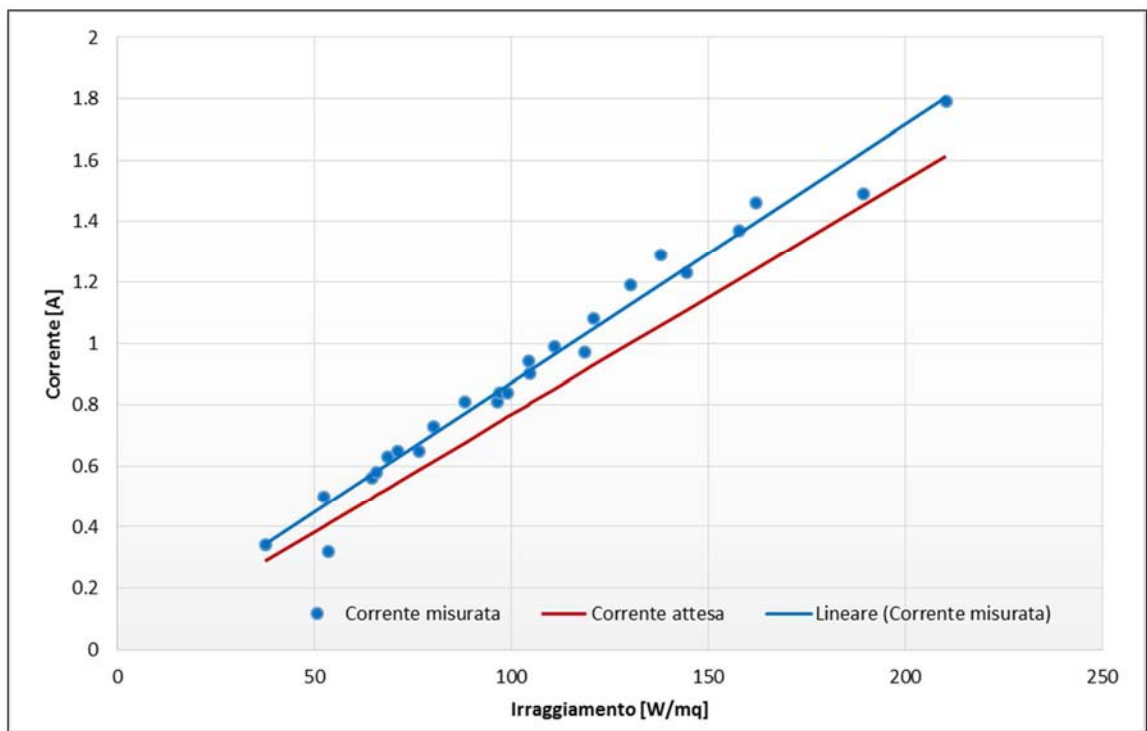



Fig. 4.35 Corrente stringa 3 cassetta A inverter 1, in funzione dell'irraggiamento, il giorno 01 Dicembre 2012

Il fenomeno appena evidenziato non si manifesta invece nelle giornate caratterizzate da irraggiamento medio-alto, come si vede nelle successive figure (Fig. 4.37 e 4.39). Si trattava di giorni ad alto irraggiamento e luce solare diretta come si deduce dalle Fig. 4.36 e 4.38.

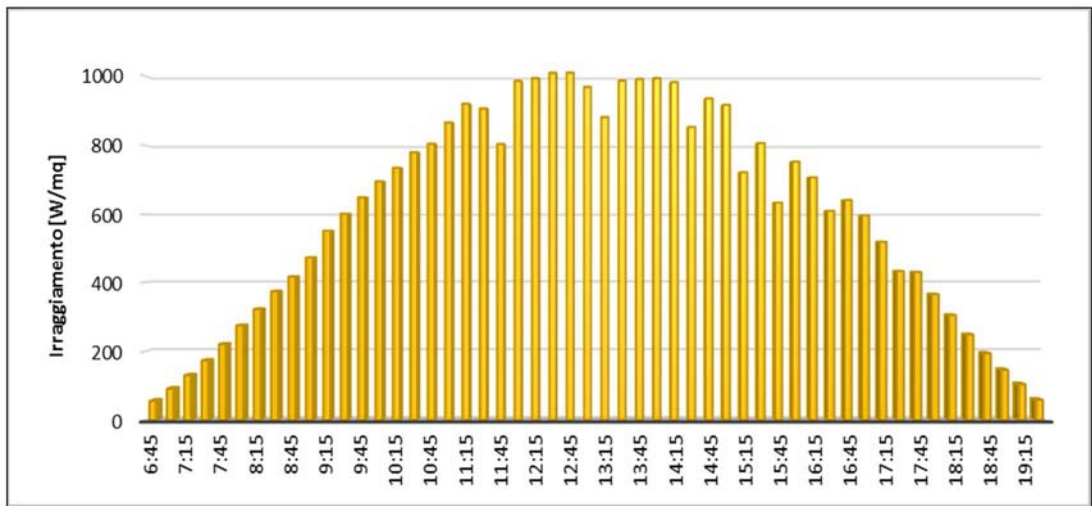



Fig. 4.36 Profilo di irraggiamento per il giorno 05/06/2012

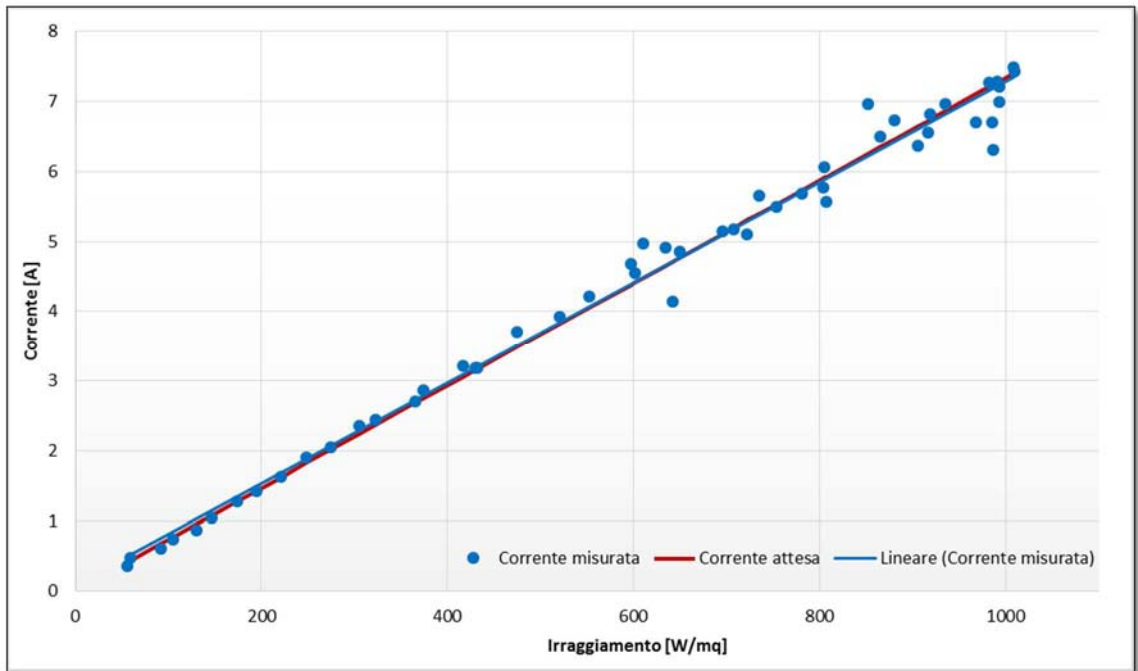



Fig. 4.37 Corrente stringa 1 cassetta A inverter 9, in funzione dell’irraggiamento, il giorno 05 Giugno 2012

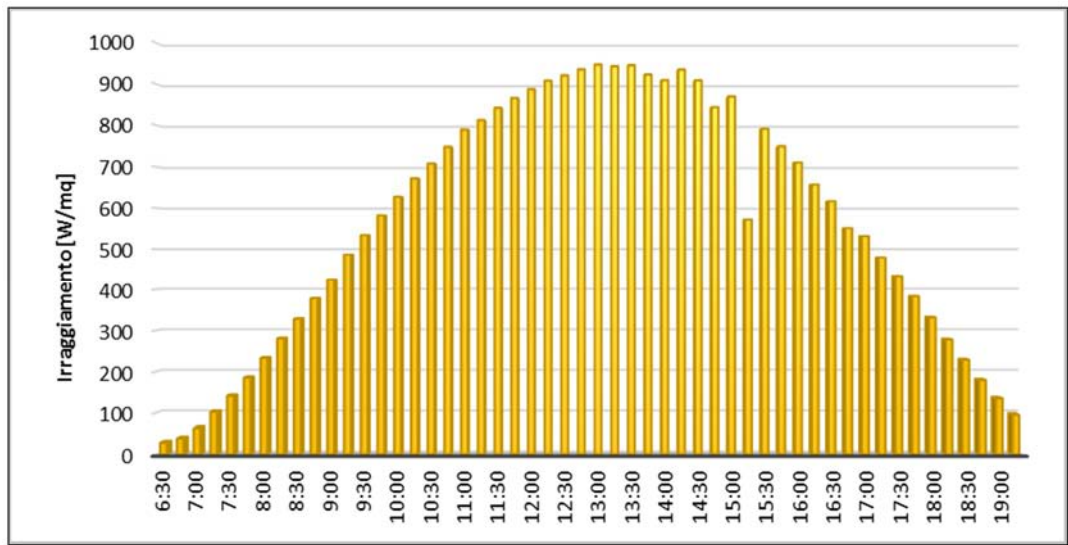



Fig. 4.38 Profilo di irraggiamento per il giorno 18/07/2012

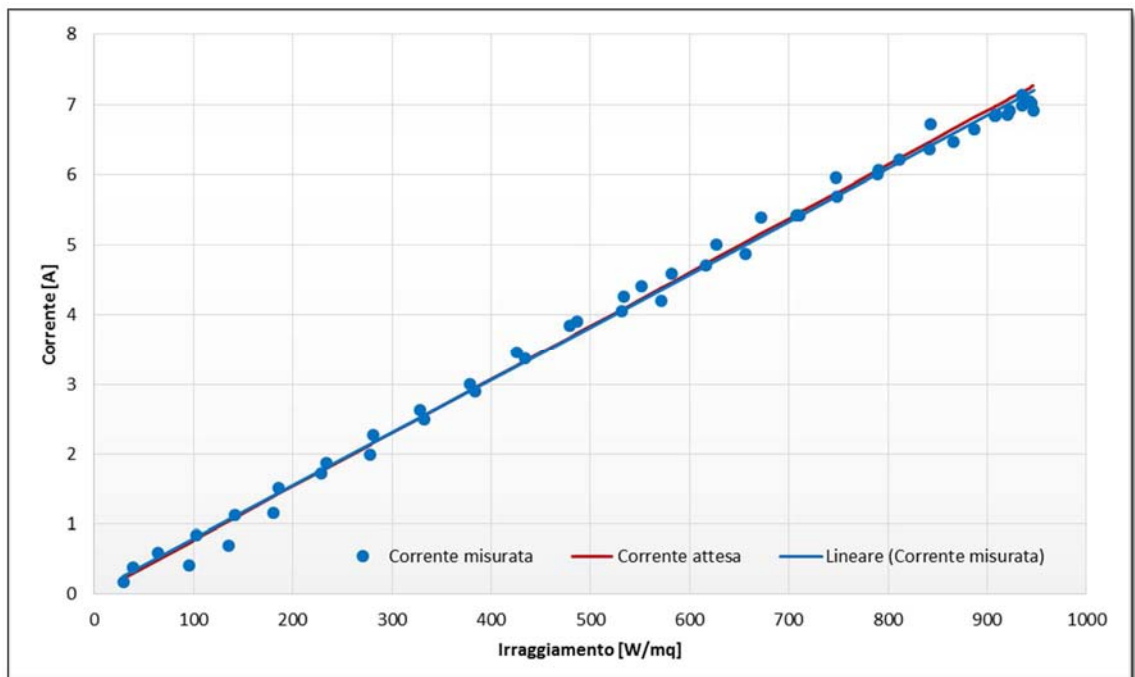



Fig. 4.39 Corrente stringa 3 cassetta A inverter 1, in funzione dell'irraggiamento, il giorno 18 Luglio 2012

Notiamo che le rette interpolatrici degli andamenti reali delle due correnti sono praticamente indistinguibili dalla retta della corrente attesa.

In conclusione la proporzionalità tra corrente misurata e corrente nominale di massima potenza è buona per valori medio-alti dell'irraggiamento, mentre non rispecchia il comportamento reale delle stringhe per valori medio-bassi.

Potremmo pensare che il solarimetro non sia sufficientemente sensibile alla radiazione diffusa, prevalente per valori medio-bassi dell'irraggiamento, mentre i moduli riescano a captarne una quota, portando a risultati superiori agli attesi. Per valori medio-alti dell'irraggiamento, invece, la radiazione solare è prevalentemente di tipo diretto e quindi la differenza di energia captata tra solarimetro e moduli risulta impercettibile.

Nel capitolo dedicato ai solarimetri avevamo fatto notare come il solarimetro Ovest, nella maggior parte dei casi, indicasse valori di irraggiamento inferiori a quelli indicati dal solarimetro Est, per cui si era deciso di utilizzare quest'ultimo come riferimento. Ora però sembra che anche questo risulti impreciso e riporti, in determinate situazioni, una misura dell'irraggiamento minore di quella reale.

Ribadiamo che a nostro avviso sarebbe stato opportuno utilizzare un piranometro il quale tendenzialmente indica una misura dell'irraggiamento superiore rispetto a quella indicata da un solarimetro, soprattutto nei mesi con bassa radiazione solare.

Con bassi valori di irraggiamento dunque è molto probabile che nei solarimetri la relazione tra corrente misurata e corrente nominale di massima potenza non sia più rispettata poiché le misure di irraggiamento diventano meno attendibili (manca buona parte della radiazione diffusa e della porzione di spettro che solo un piranometro può rilevare). Per alti valori della radiazione solare possiamo invece assumere che la corrente misurata in condizioni di funzionamento ottimali della stringa sia un buon indicatore della corrente attesa.

Va comunque precisato che anche l'assunzione che la stringa stia erogando esattamente la corrente I_{MPP} (ovvero la corrente attesa) non è del tutto corretta per le seguenti ragioni:

- Mismatch in corrente tra i vari pannelli che compongono la stringa
- Precisione dei sensori di corrente che acquisiscono i valori
- Funzionamento dell'algoritmo di ricerca dell'MPPT di ciascun inverter (anche questo può essere che abbia comportamenti abbastanza diversi per basse correnti/bassi irraggiamenti paragonato con quelli ad alte correnti/alti irraggiamenti).

Se trascuriamo questi fattori e consideriamo valida la proporzionalità tra la corrente erogata dalle stringhe e la corrente nominale I_{MPP} con coefficiente di proporzionalità pari all'irraggiamento, è possibile avere una stima abbastanza precisa di quest'ultimo ponendo così rimedio ai limiti del solarimetro. Si può procedere a nostro avviso selezionando, in un dato momento della giornata, le stringhe che stanno performando meglio e non sono soggette ad ombreggiamenti. Ricavato il valore medio della loro corrente, si può stimare il relativo valore dell'irraggiamento utilizzando la supposta proporzionalità tra corrente di stringa e irraggiamento stesso.

Come vedremo in seguito questa è una delle opzioni aggiuntive che verranno proposte nella APP e permetteranno un ricalcolo dell'energia attesa probabilmente più aderente alla realtà.

4.5 ANALISI DELLE TEMPERATURE DEI MODULI FV – ANNO 2012

Nell'impianto FV in esame sono presenti due sensori di temperatura propriamente detti, ciascuno dei quali è posizionato in prossimità di un solarimetro (quello EST e quello OVEST).

Confrontando le indicazioni dei due sensori si notano delle differenze nelle letture delle temperature dei moduli fotovoltaici.

La differenza di temperatura nel periodo estivo è giustificata dal fatto che i sensori sono situati in due sezioni con differenti modalità di installazione: quello situato a EST è totalmente integrato, mentre quello a OVEST è non integrato. In genere i moduli non integrati permettono un maggior ricircolo dell'aria sotto al pannello e quindi la temperatura del modulo si mantiene più bassa. Nelle figure seguenti (Fig. 4.40, 4.41 e 4.42) si riporta l'andamento delle temperature dei moduli FV rilevate dai sensori EST e OVEST in giorni tipici dei mesi di Maggio, Giugno e Luglio e il delta T tra le due misure. Generalmente questa differenza non dovrebbe essere superiore ai 10°C. Questa regola viene normalmente rispettata dai sensori in esame in condizioni statiche, cioè con irraggiamento pressoché costante.

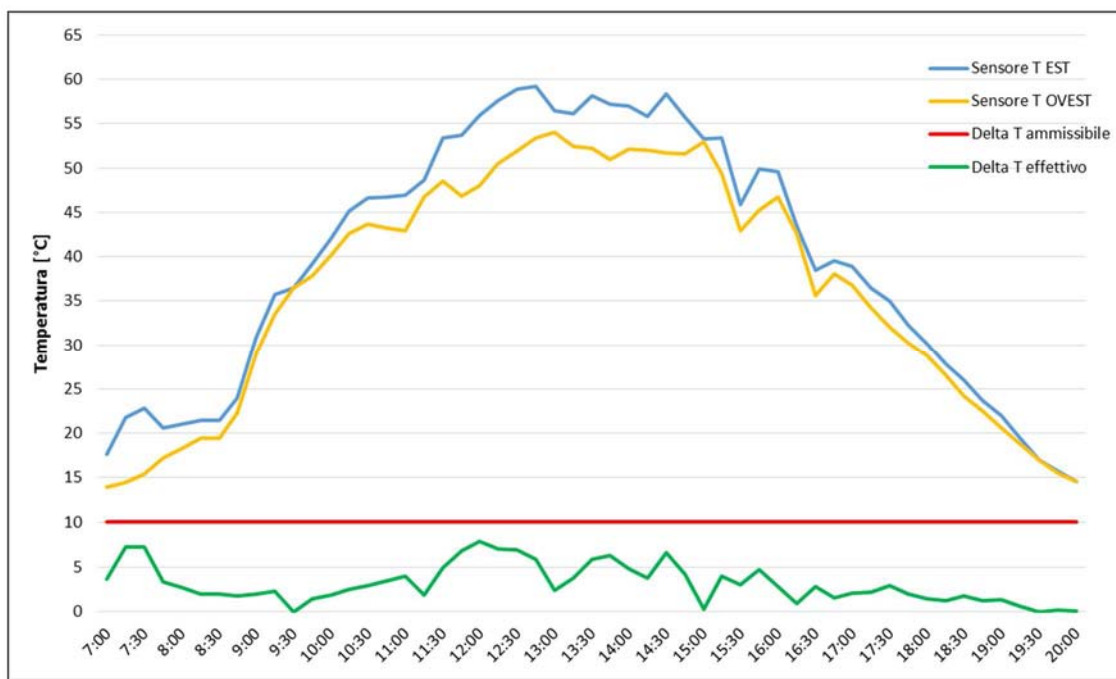



Fig. 4.40 Temperatura moduli fotovoltaici 15 Maggio 2012

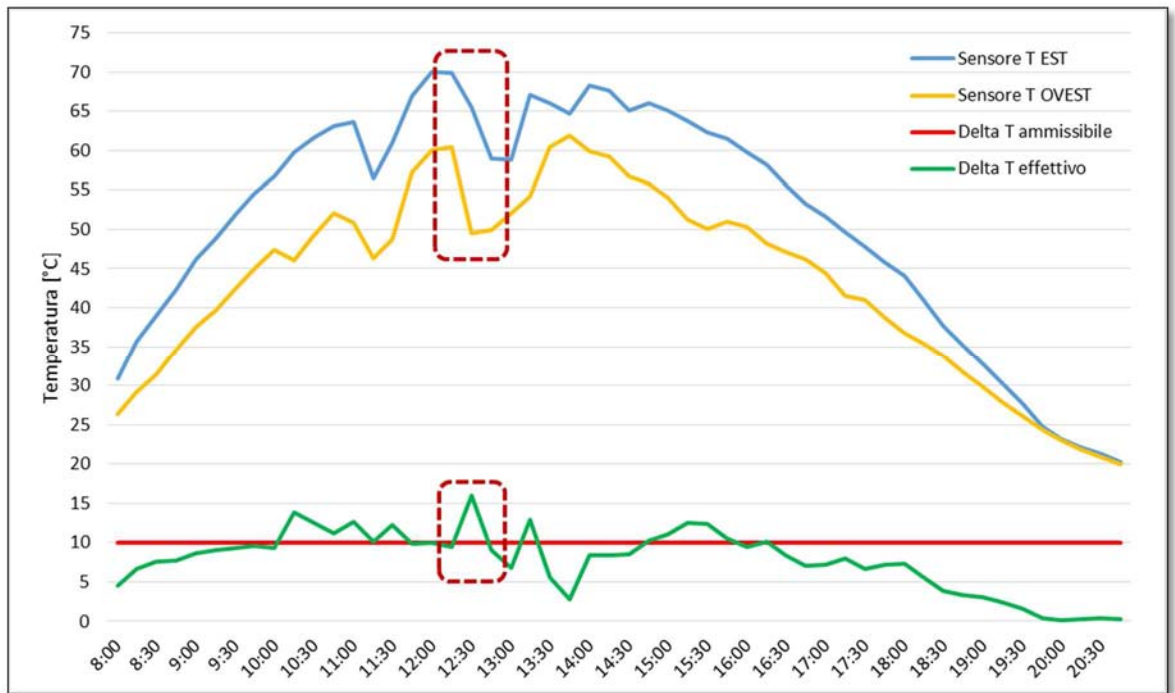



Fig. 4.41 Temperatura moduli fotovoltaici 15 Giugno 2012

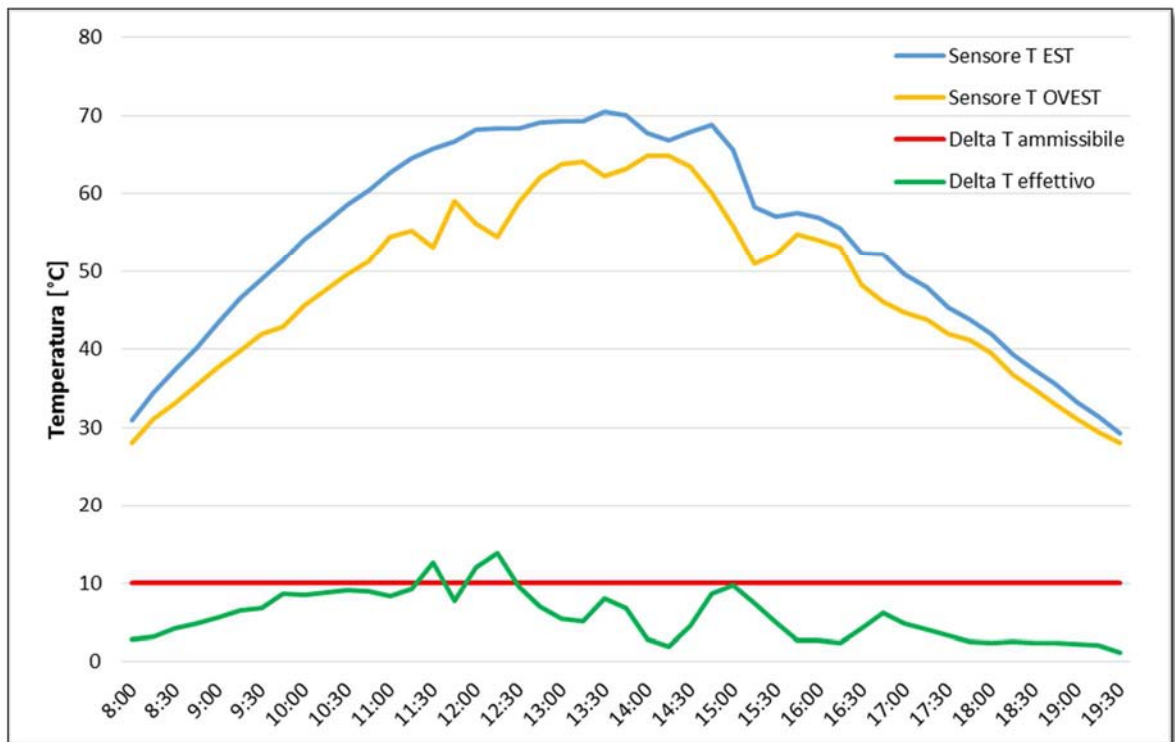



Fig. 4.42 Temperatura moduli fotovoltaici 18 Luglio 2012

In condizioni dinamiche invece, in corrispondenza ad un'improvvisa riduzione dell'irraggiamento (ombreggiamento), i due sensori reagiscono con una differente costante di tempo, in quanto il sensore EST della sezione totalmente integrata risente di una maggiore inerzia termica dovuta al tetto riscaldato.

Il sensore di temperatura OVEST quindi scende più in fretta e il delta T supera i 10 °C ammissibili, come evidenziato nei riquadri tratteggiati di Fig. 4.41, di cui si riporta il dettaglio con l'aggiunta dell'irraggiamento in Fig. 4.43.

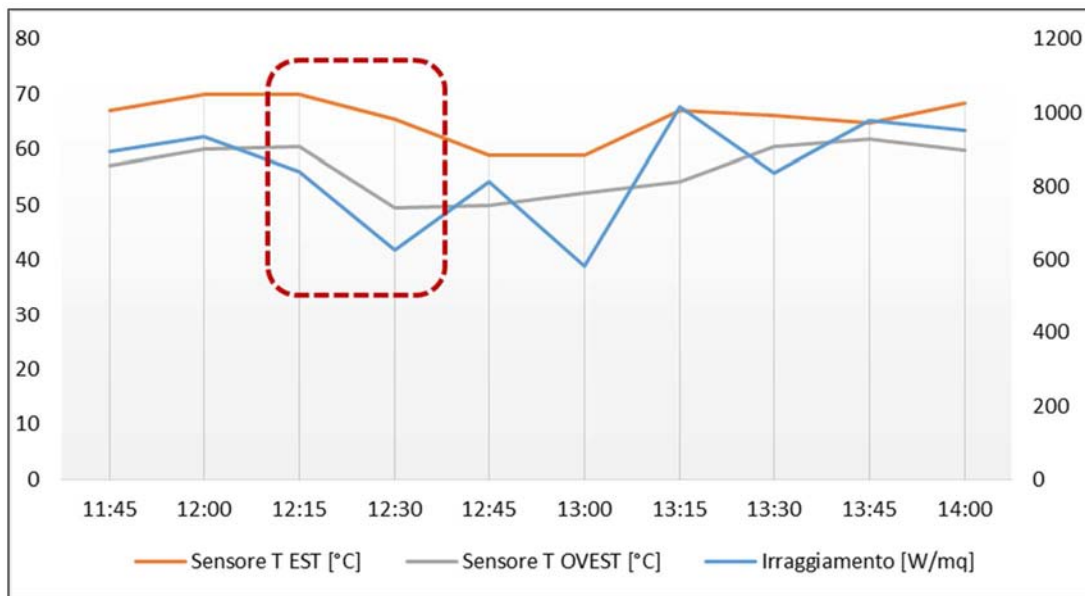



Fig. 4.43 Dettaglio delle temperature nei due sensibili in prossimità di un calo dell'irraggiamento – 15 Giugno 2012

Analizzando invece mesi invernali in giornate con bassissimo irraggiamento, non si dovrebbe più sentire la differenza, in termini di temperatura dei moduli, tra moduli installati con integrazione totale e senza integrazione. In questi periodi è quindi possibile verificare se i due sensori sono disallineati. Osservando le Fig. 4.44 e 4.45 vediamo che lo scarto si mantiene entro i 2°C. La massima differenza tra le due temperature si ha sempre in corrispondenza ad un valore di irraggiamento non trascurabile in cui si ripresenta il fenomeno dell'inerzia termica.

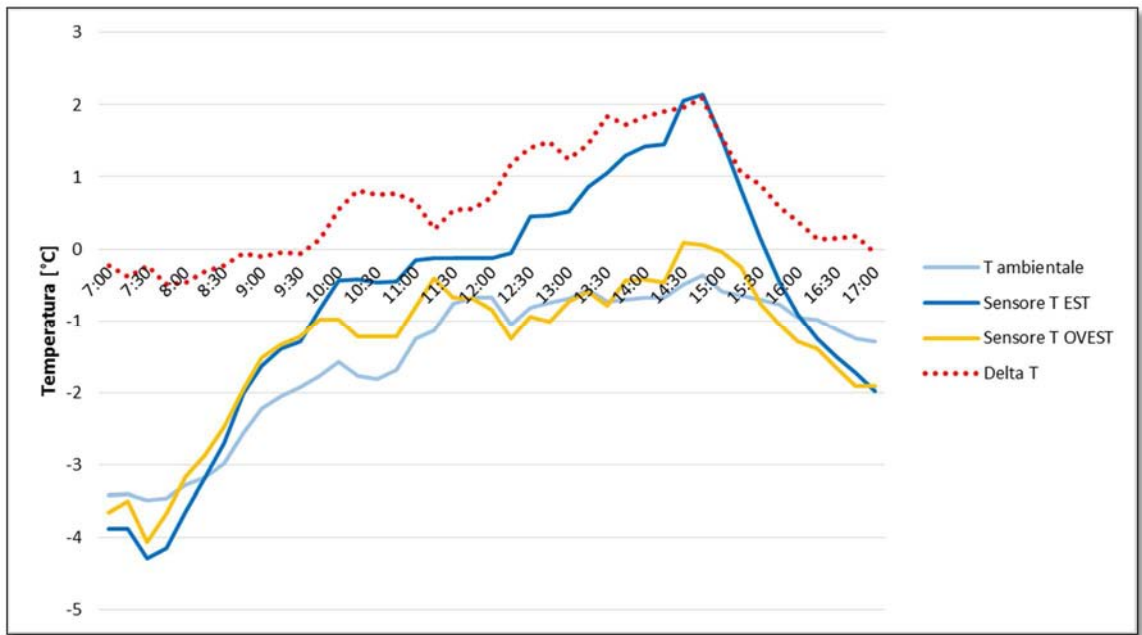



Fig. 4.44 Temperatura moduli fotovoltaici 19 Gennaio 2012

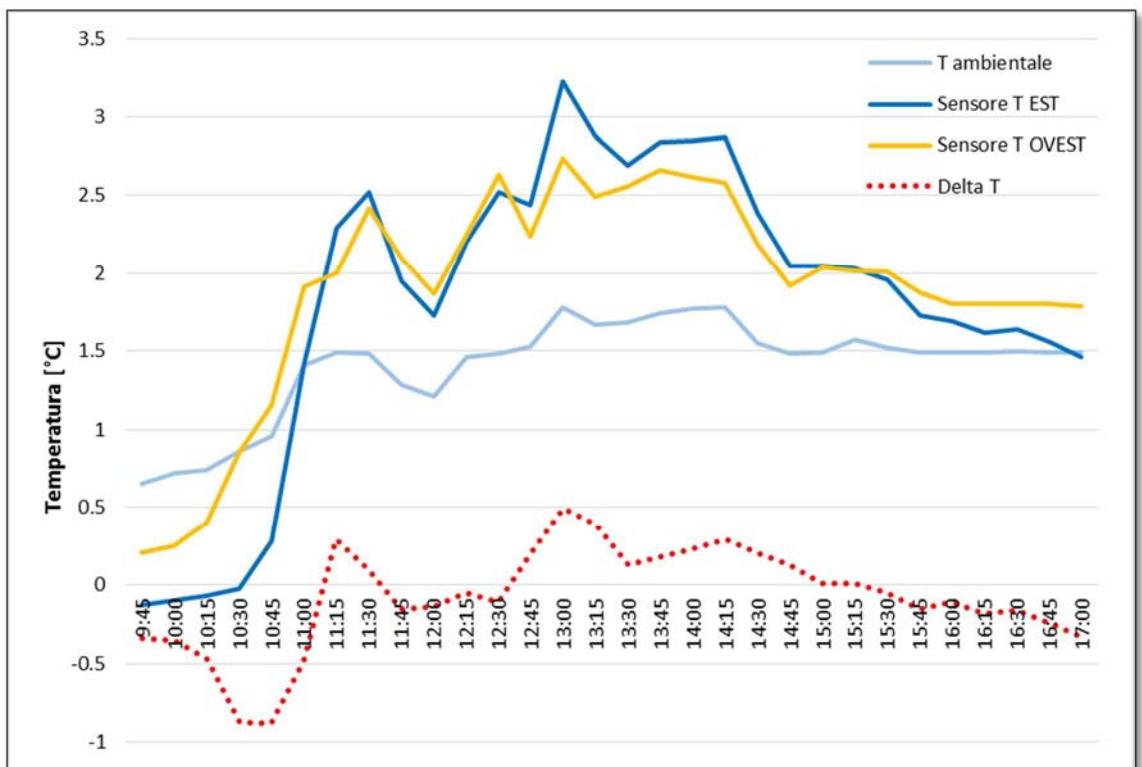



Fig. 4.45 Temperatura moduli fotovoltaici 14 Dicembre 2012

Possiamo quindi concludere che i due sensori di temperatura sono allineati tra di loro e che le principali differenze di temperatura da essi indicate sono da associarsi alla differente tipologia di installazione dei moduli a cui essi sono connessi.

Come verrà specificato in seguito (quando si passerà ad analizzare la produzione e la relativa performance delle diverse sezioni d'impianto), si considererà come soglia una temperatura dei moduli di 40°C per correggere la potenza nominale nel calcolo del PR. È stata scelta come temperatura di riferimento quella rilevata dal sensore a EST, che raggiunge valori più alti nel periodo estivo. Infatti, come si vedrà più avanti, le temperature dei moduli medie giornaliere difficilmente superano i 40 °C e quindi la correzione della produzione attesa viene eseguita di rado. Se avessimo scelto la media delle temperature rilevate a EST e a OVEST come valore per la correzione dell'energia attesa, ci saremmo solo allontanati di più dalla realtà. In realtà, i sofisticati sistemi dinamici contenuti nelle cassette di parallelo, sono in grado di rilevare anche le temperature delle relative stringhe connesse. Ciò consente di ricavare come minimo un valore di temperatura per ogni inverter (ovvero di temperatura dei moduli connessi a tale inverter).

E' quanto è stato utilizzato nella APP che effettua un'analisi basandosi su intervalli di quarto d'ora fornendo risultati più dettagliati e veritieri.

La correzione in temperatura dell'energia attesa, fatta utilizzando valori medi giornalieri di temperatura, porta come appena detta a piccole decurtazioni del valore originario, poiché raramente la temperatura media giornaliera supera i 40 °C. Nell'analisi dettagliata fatta per intervalli di quarto d'ora, invece, sono state utilizzate le temperature effettive dei moduli, che durante il giorno superano molto facilmente i 40 °C arrivando a picchi di 70 °C, producendo quindi una correzione molto più frequente e consistente di quella ottenuta considerando la temperatura media sulle 24 ore.

4.5.1 Aumento della temperatura

La potenza nominale di un modulo è riferita alla massima potenza in condizioni di prova standard (irraggiamento 1000 W/m^2, temperatura delle celle 25°C, distribuzione spettrale AM = 1,5).

La radiazione solare permette di valutare l'energia elettrica che il modulo può fornire in un determinato intervallo di tempo, in condizioni di irraggiamento variabile e diverso da quello standard. Oltre a questo bisogna tenere in considerazione che la potenza cambia anche con la temperatura delle celle, in genere superiore al valore standard di 25°C.

La temperatura delle celle cambia però durante le ore del giorno e da un giorno all'altro, sicché per valutare l'incidenza della temperatura sull'energia prodotta in un anno occorrerebbe rilevare, o ipotizzare, l'andamento di temperatura delle celle durante un giorno tipico del mese e poi utilizzare programmi appositi per valutare la produzione di energia in un anno (si trascura invece l'influenza sulla produzione di energia elettrica del coefficiente AM).

Da questi algoritmi complessi emerge che, se si fa riferimento a moduli in silicio cristallino, la cui installazione permetta la ventilazione sul retro dei moduli, la perdita di energia per effetto della temperatura varia dal 6 % (zone fredde) all'11 % (zone molto calde). Nel caso di moduli integrati nella struttura edilizia, dove non è possibile garantire un'adeguata ventilazione alla superficie posteriore degli stessi, la perdita media può essere stimata in circa il 12 % con valori che possono superare il 15 % in località molto calde. [14]

4.6 METODOLOGIA ADOTTATA PER QUANTIFICARE I SERVIZI AUSILIARI

È stato rilevato che ai morsetti degli inverter 1 e 8, sul lato in corrente alternata, risultano direttamente connessi i prelievi per l'alimentazione dei servizi ausiliari. La linea di alimentazione degli ausiliari, in entrambi i casi, preleva l'energia a monte dei misuratori dell'energia elettrica prodotta (più precisamente a monte dei trasformatori amperometrici TA), prima che essa possa essere debitamente contabilizzata dagli stessi misuratori.
Per quanto riguarda la nostra trattazione sorge la necessità di quantificare tale energia elettrica.

Si riportano di seguito le modalità con cui sono state quantificate le quantità di energia elettrica effettivamente prodotte dall'impianto fotovoltaico ma non contabilizzate dai misuratori di produzione (cosiddetti misuratori M2), a causa della configurazione impiantistica riscontrata.

4.6.1 Stima dell'energia ceduta agli ausiliari dall' inverter 1

È possibile determinare, con un buon livello di precisione, l'energia utilizzata dall'inverter 1 per alimentare i servizi ausiliari, facendo riferimento alla produzione conseguita dalla porzione d'impianto afferente all'inverter 2. L'inverter 1 e l'inverter 2 sono infatti caratterizzati da:

- uguale potenza nominale (330,88 kWp);
- layout uguale (stesso numero e tipo di moduli);
- uguali modalità realizzative (parzialmente integrato su tetto piano).

Si elencano di seguito i passaggi logici seguiti:

1. Per l'inverter 1 e 2 è stata calcolata l'*energia prodotta in corrente continua ogni quarto d'ora* come risultato del prodotto tra la somma delle correnti di stringa (per ciascuna cassetta di parallelo) e la corrispondente tensione di cassetta.
2. Le energie per quarto d'ora ottenute sono state sommate tra loro, ottenendo in questo modo *l'energia prodotta giornalmente da ciascuna cassetta*.

3. Essendo entrambi gli inverter costituiti da 3 cassette di parallelo (A1, B1, C1 e A2, B2 e C2), la somma delle energie prodotte dalle 3 cassette ha fornito *l'energia prodotta giornalmente da ciascun inverter*.
4. Sia per l'inverter 1 che per l'inverter 2 è stata calcolata la differenza tra l'energia prodotta giornalmente (calcolo appena visto) e l'energia misurata (letta dai contatori M2 e riportata nel registro UTF).
5. Per l'inverter 2 possiamo assumere che questa differenza rappresenti le perdite di conversione CC/AC dell'inverter, termine variabile con l'energia prodotta, e l'energia necessaria per l'alimentazione dell'inverter stesso, che si può assumere costante, più le perdite per effetto Joule lungo i cavi. La seguente figura (Fig. 4.46) mostra infatti, per l'inverter 2, l'andamento dell'energia da esso consumata in funzione della totale energia prodotta. L'interpolazione lineare dei punti (valori giornalieri) dà luogo ad una retta, con equazione riportata nel grafico. Si tenga presente che la trasformazione dell'energia da continua ad alternata operata dall'inverter mette in gioco sia potenza attiva che reattiva.

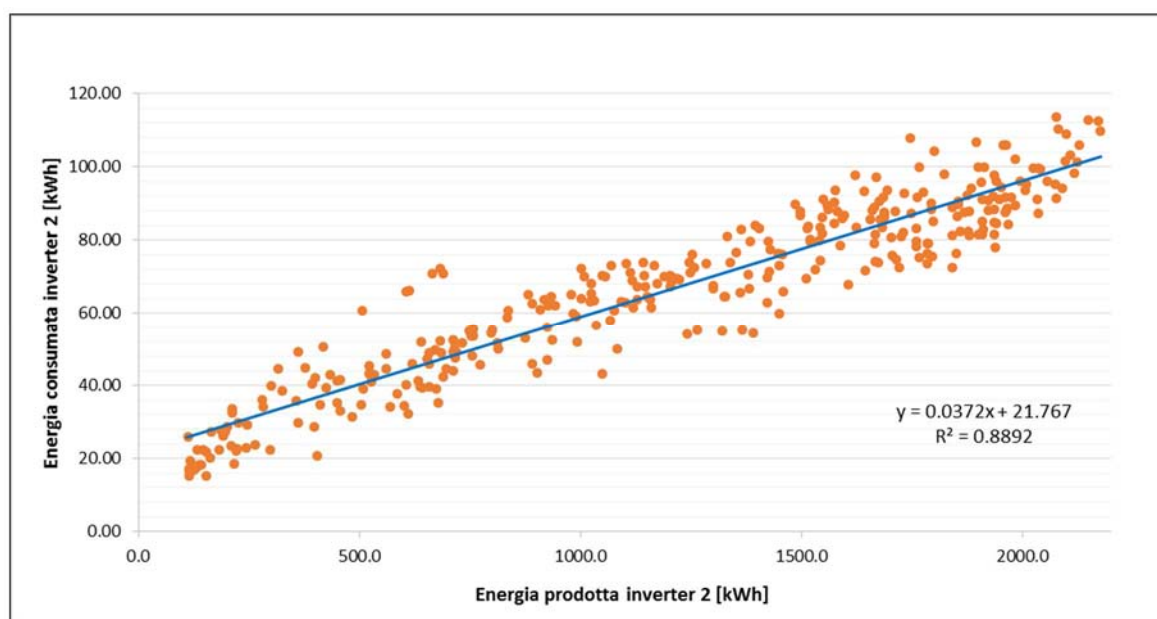



Fig. 4.46 Interpolazione lineare dell'energia consumata dall'inverter 2 in funzione dell'energia prodotta a monte dello stesso – anno 2012

6. Si assume poi che i consumi dell'inverter 2, appena identificati, siano caratteristici anche dell'inverter 1, essendo uguali le due porzioni d'impianto, e afferenti alla stessa tipologia di inverter. In questo modo, l'ulteriore quota di energia che si ricava dalla differenza tra l'energia prodotta e l'energia misurata dall'inverter 1 rappresenta *l'energia elettrica prodotta dall'inverter 1 che alimenta i servizi ausiliari*.
7. Tale quota giornaliera destinata agli ausiliari è stata sommata alla corrispondente energia misurata a valle dell'inverter 1, così da ottenere *l'energia misurata corretta*.

8. Complessivamente, l'energia derivata per gli ausiliari dall'inverter 1 è pari a 42'973 kWh per l'anno 2012.
9. Lo *scarto medio annuo percentuale* tra l'energia misurata corretta relativa all'inverter 1 e l'energia misurata relativa all'inverter 2 è pari, in termini assoluti, allo 0,04 %.

Si tratta quindi di un buon sistema per correggere l'energia misurata dal contatore M2 relativo all'inverter 1. Nel seguito quando parleremo di energia misurata per l'inverter 1, per stimarne le performance, intenderemo l'energia misurata dal relativo contatore M2 più la quota destinata agli ausiliari.

4.6.2 Stima dell'energia ceduta agli ausiliari dall'inverter 8

Per l'inverter 8 la determinazione dell'energia sfruttata dai carichi ausiliari è meno precisa, in quanto la sezione d'impianto relativa all'inverter 8 non è assimilabile a nessun'altra sezione, né in termini di potenza nominale, né di modalità di integrazione.
Si è quindi scelto di considerare il 35 % della differenza tra l'energia prodotta e l'energia misurata, con riferimento all'inverter 8, come la quota parte destinata ai servizi ausiliari.
Il risultato di tale assunzione porta ad ipotizzare che nel corso dell'anno 2012 sono stati destinati ai servizi ausiliari 10'673 kWh da parte dell'inverter 8.

5 REPORT SULL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA – ANNO 2012

5.1 ORE EQUIVALENTI DI PRODUZIONE

A questo punto abbiamo concluso l'analisi preliminare delle criticità da noi riscontrate e abbiamo determinato le correzioni da apportare nella maniera che ci è sembrata più ragionevole. Siamo in grado ora di compilare il report relativo all'energia elettrica prodotta e all'efficienza con cui tale risultato è stato conseguito, da parte dei 13 inverter dell'impianto FV in esame, nel corso dell'anno 2012.

Per poter confrontare le prestazioni di inverter collegati a un diverso numero di moduli, ricorreremo al concetto di **ore equivalenti**, ottenute dividendo l'energia generata giornalmente attraverso un inverter per la potenza nominale del gruppo di stringhe collegate all'inverter stesso. Questa misura è indipendente dalle indicazioni dei solarimetri.

In questa analisi avremo però comunque la necessità di fare riferimento ai valori indicati dai solarimetri per il calcolo dell'energia attesa. Come già evidenziato nel Capitolo 4 Paragrafo 4 possiamo ritenere che il solarimetro lato Ovest non funzioni correttamente, per lo meno nelle ore più calde della giornata, dando indicazioni costantemente inferiori rispetto quelle del solarimetro Est. Per questo motivo nel seguente studio prenderemo in considerazione i valori indicati dal solarimetro Est, effettuando i dovuti aggiustamenti nei giorni in cui lo stesso viene ombreggiato.
Nello studio, inoltre, l'impianto verrà suddiviso nelle 3 diverse tipologie di integrazione: totalmente integrato, parzialmente integrato e non integrato.

La **produzione attesa** è stata calcolata con la seguente formula (5.1):

$$Prod.attesa = \frac{Rs}{Irr_n} * Pn * Coeff \qquad (5.1)$$

dove:

Rs = radiazione solare, calcolata moltiplicando per 24 il valore dell'irraggiamento medio giornaliero misurato dal solarimetro [Wh/m^2]
Pn = potenza nominale delle stringhe afferenti all'inverter in esame [kW]
Coeff = coefficiente di decadimento delle prestazioni dei moduli (assunto pari a 100% per il primo anno)
Irr_n = irraggiamento nominale, pari a 1000 [W/m^2]

La potenza nominale, come anticipato in precedenza, viene corretta attraverso il *coefficiente di temperatura per la potenza* ogni qual volta la temperatura dei pannelli supera i 40°C (Guida CEI 82-25). Il

coefficiente di temperatura per i moduli Sunrise è pari a -0,4982 %/°C, mentre per i GPPV è pari a -0,38 %/°C.

Si esegue poi il calcolo delle **ore equivalenti** come rapporto tra la produzione di energia effettiva (ovvero quella rilevata dai contatori e riportata sul registro UTF) espressa in kWh e la potenza nominale (sempre corretta in temperatura per valori che superano i 40 °C) espressa in kW.

La valutazione delle prestazioni di ogni singolo inverter può essere eseguita seguendo due strade apparentemente differenti, ma che in realtà sono strettamente connesse fra loro.
La prima prevede il calcolo del **Performance Ratio PR**, dato dal rapporto tra l'energia prodotta e l'energia attesa. Nelle tabelle che riportano tale valore sono state evidenziate le celle con PR inferiore al 70 %, in quanto rappresentative di performance non ottimali.
Il secondo sistema di calcolo delle prestazioni valuta le **ore equivalenti attese**, ovvero le ore necessarie all'impianto, che operi a piena potenza, per produrre annualmente tutta l'energia in condizioni ideali. Si ottiene un valore giornaliero (e mensile sommando le ore equivalenti giornaliere) unico per tutti gli inverter. Il calcolo si esegue rapportando la produzione attesa da ciascun inverter con la sua potenza nominale, e si può facilmente vedere come in realtà il calcolo si riduca al rapporto tra la radiazione solare e l'irraggiamento valutato in STC (1000 W/m^2).
È possibile fare delle considerazioni circa le performance degli inverter valutando lo **scarto percentuale** tra le ore equivalenti attese e le ore equivalenti di ciascun inverter.
La correlazione tra le due metodologie di calcolo è visibile grazie alle relazioni (5.2) e (5.3):

$$PR = \frac{Produzione\ effettiva}{Produzione\ attesa} \qquad (5.2)$$

$$Scarto\ \% = 1 - \frac{Produzione\ effettiva}{Produzione\ attesa} \qquad (5.3)$$

Scegliere il limite inferiore del 70% per il PR equivale a scegliere il limite superiore del 30% per lo scarto percentuale.

Le ore equivalenti attese rappresentano una condizione di produzione ideale, senza perdite né ombreggiamenti. È ovvio quindi che nessun inverter produrrà energia per le ore equivalenti attese, in quanto anche in condizioni di cielo sereno e assenza di ostacoli sono comunque presenti le perdite di sistema. Ipotizzando le perdite uguali per tutti gli inverter, il confronto tra i 13 inverter metterà in luce quale di essi sia stato maggiormente ombreggiato dagli ostacoli circostanti (potrebbero essere i pannelli stessi a ombreggiare altri pannelli adiacenti) nell'arco dell'anno.

Per quanto riguarda le ore equivalenti e i PR si è tenuto conto del fatto che inverter 1 e 8 alimentano i servizi ausiliari. Nelle relative tabelle è stata riportata tale correzione con i valori ottenuti secondo quanto indicato nel capitolo precedente.

Per avere un confronto globale tra tutti gli inverter in termini di produzione di energia, si riportano nei seguenti istogrammi le ore equivalenti prodotte mese per mese da ciascun inverter.
In Fig. 5.1 sono riportate le ore equivalenti dei 13 inverter, senza aggiungere la quota di energia utilizzata per gli ausiliari nel caso degli inverter 1 e 8.

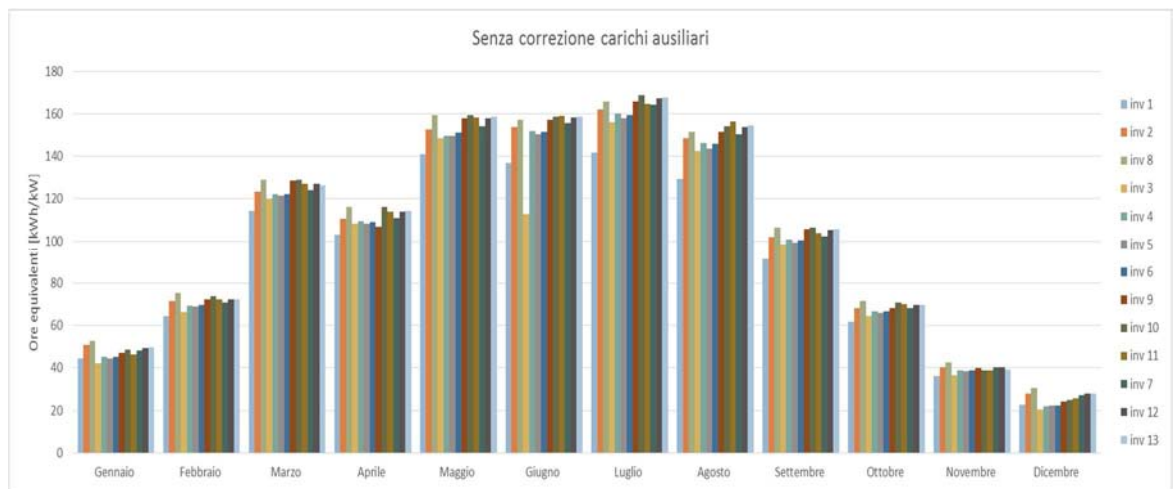



Fig. 5.1 Ore equivalenti mensili per i 13 inverter non considerando i servizi ausiliari

Nella figura successiva (Fig. 5.2) si riporta lo stesso istogramma, aggiungendo però all'inverter 1 e all'inverter 8 la corrispondente quota di energia destinata ad alimentare gli ausiliari.

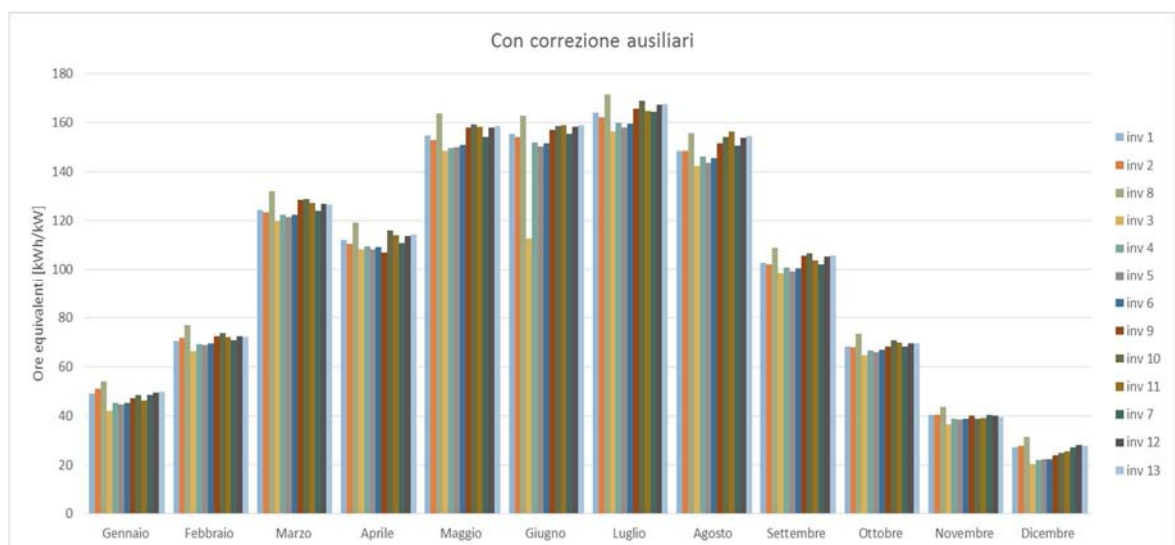



Fig. 5.2 Ore equivalenti mensili per i 13 inverter considerando i servizi ausiliari

Come possiamo vedere dalle due figure, l'inverter 1 senza la correzione degli ausiliari risulterebbe avere una produzione molto inferiore rispetto agli altri, soprattutto nei mesi più caldi. Con la giusta aggiunta degli ausiliari le ore equivalenti raggiungono i valori dell'inverter 2, come era da aspettarsi.

L'inverter 8, anche senza la correzione degli ausiliari ha un'ottima produzione. Aumentando la sua energia generata, per tener conto di quella spesa per gli ausiliari, lo si porta al primo posto nella classifica degli inverter. Si ricorda tuttavia che la determinazione dei carichi ausiliari per questo inverter è stata stimata con uno scarso livello di precisione; rimane il fatto che l'inverter 8 sembra quello che risulta performare meglio durante tutto l'anno.

Gli inverter 9, 10 e 12, 13 hanno un numero di ore equivalenti simile.

Dalla figura si nota un brusco calo della produzione per l'inverter 9 nel mese di Aprile. Entrando nel dettaglio giornaliero, le ore equivalenti relative ai giorni 16 e 18 sono ridotte rispetto agli altri inverter, mentre il giorno 17 è stata registrata una produzione nulla, come riportato dallo storico allarmi del portale di supervisione.

L'inverter 3 complessivamente è quello che presenta le prestazioni peggiori. Si nota bene in Fig. 5.2 un netto calo di produzione nel mese di Giugno, che verrà analizzato in seguito.

Per avere un confronto più immediato tra inverter con la stessa tipologia d'integrazione, si riportano questi ulteriori istogrammi (Fig. 5.3, Fig. 5.4 e Fig. 5.5) in cui sono inserite anche le relative medie.

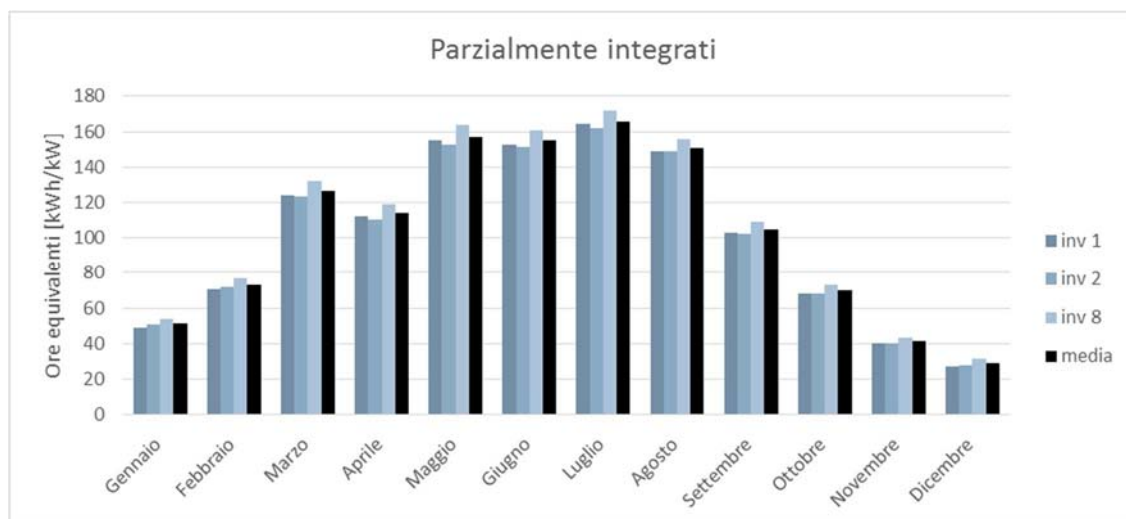



Fig. 5.3 Ore equivalenti degli inverter parzialmente integrati, con la correzione degli ausiliari

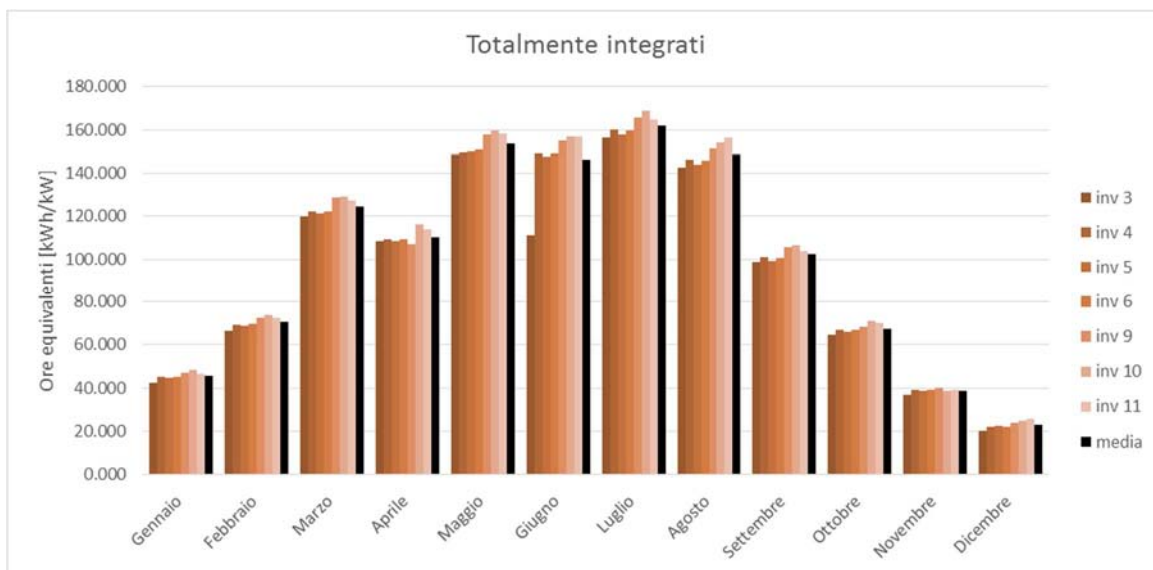



Fig. 5.4 Ore equivalenti degli inverter totalmente integrati

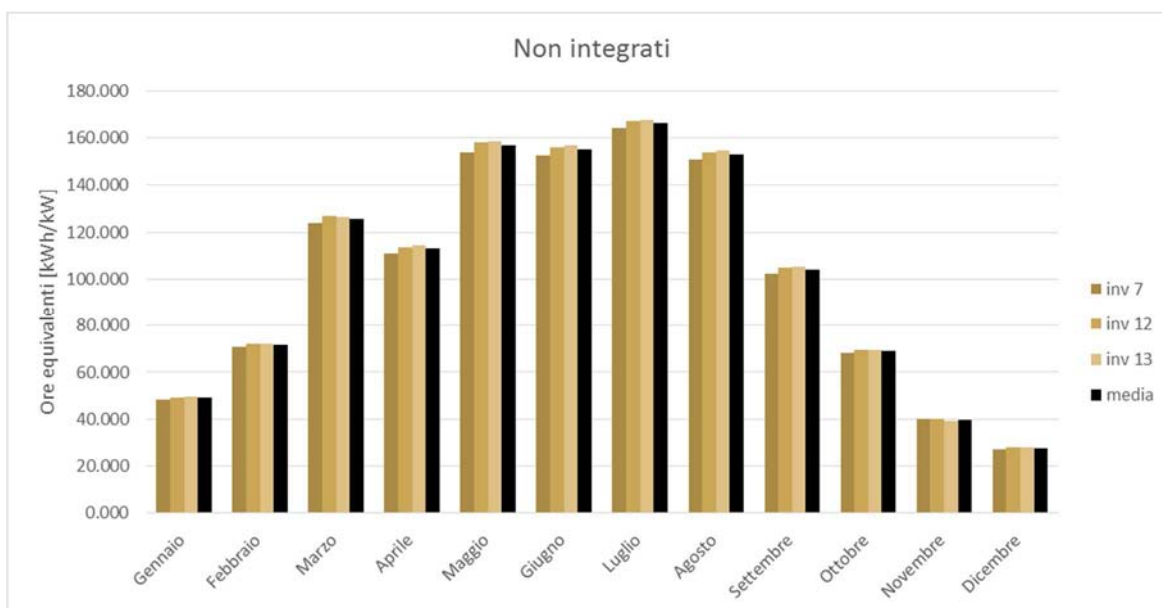



Fig. 5.5 Ore equivalenti degli inverter non integrati

Per concludere riportiamo nella successiva tabella (Tabella 5.1) lo scarto percentuale degli indici di PR per ciascun inverter rispetto il PR medio di ogni mese. Quando l'inverter presenta un PR che supera il valore medio, la banda percentuale è colorata di azzurro, viceversa la banda si colora di rosso.

Tabella 5.1 Scarto percentuale dei PR di ogni inverter rispetto al PR medio mensile

	Inv 1	Inv 2	Inv 8	Inv 3	Inv 4	Inv 5	Inv 6	Inv 9	Inv 10	Inv 11	Inv 7	Inv 12	Inv 13
Gennaio	1.2%	4.2%	10.0%	-11.2%	-4.6%	-5.9%	-4.4%	0.1%	2.9%	-2.6%	0.5%	2.6%	3.8%
Febbraio	-1.5%	0.9%	7.4%	-7.2%	-2.6%	-3.1%	-2.7%	1.9%	3.6%	0.5%	-0.6%	1.1%	0.8%
Marzo	-0.8%	-1.6%	5.1%	-4.4%	-2.3%	-3.0%	-2.4%	2.4%	2.8%	1.6%	-0.8%	1.6%	0.8%
Aprile	-0.1%	-1.5%	5.3%	-3.4%	-2.5%	-3.3%	-2.7%	0.9%	3.3%	1.2%	-1.0%	1.2%	1.7%
Maggio	-0.2%	-1.5%	5.0%	-4.0%	-3.6%	-3.5%	-2.8%	1.7%	2.6%	1.9%	-0.6%	1.9%	2.3%
Giugno	-0.3%	-1.3%	4.5%	-4.1%	-2.7%	-3.6%	-2.8%	1.2%	2.3%	2.3%	-0.3%	1.8%	2.1%
Luglio	0.2%	-1.1%	4.5%	-4.9%	-2.4%	-3.7%	-2.8%	1.1%	3.0%	0.7%	0.2%	2.0%	2.2%
Agosto	-1.8%	-1.7%	2.9%	-6.2%	-3.3%	-5.0%	-3.6%	0.6%	2.2%	9.8%	-0.4%	1.9%	2.4%
Settembre	-0.5%	-1.8%	4.2%	-4.8%	-2.7%	-4.5%	-3.3%	2.0%	2.9%	6.3%	-2.1%	1.2%	1.6%
Ottobre	-0.2%	-0.9%	6.3%	-5.4%	-2.8%	-3.5%	-2.4%	0.2%	3.3%	1.6%	-0.4%	1.2%	1.7%
Novembre	1.0%	1.2%	7.5%	-5.1%	-2.8%	-2.7%	-2.6%	0.8%	0.0%	-3.3%	2.1%	1.7%	1.0%
Dicembre	2.5%	3.5%	15.1%	-14.0%	-12.6%	-8.7%	-10.8%	-2.5%	1.3%	-0.6%	3.4%	6.8%	7.6%

Sommando la ore equivalenti di ogni mese per ciascun inverter, possiamo stilare la seguente graduatoria delle performance:

1°	**Inverter 8** con 1290 h
2°	**Inverter 10** con 1247 h
3°	**Inverter 13** con 1242 h
4°	Inverter 12 con 1240 h
5°	Inverter 11 con 1234 h
6°	Inverter 9 con 1222 h
7°	Inverter 1 con 1214 h
8°	Inverter 7 con 1213 h
9°	Inverter 2 con 1208 h
10°	Inverter 4 con 1179 h
11°	Inverter 6 con 1179 h
12°	Inverter 5 con 1168 h
13°	Inverter 3 con 1114 h

5.2 PERFORMANCE RATIO NON OTTIMALI E ANALISI DELLE CORRENTI DI STRINGA

In questo paragrafo si analizzano i mesi in cui alcuni inverter hanno presentato PR inferiori al 70%. In alcuni casi, inoltre, si è scesi più nel dettaglio effettuando un'analisi giornaliera dei relativi ombreggiamenti. Per fare ciò ci si è serviti di un'applicazione particolare, appositamente realizzata, che verrà descritta in maniera esaustiva nel prossimo capitolo.

L'applicazione riproduce in maniera grafica le stringhe di moduli, colorandole in maniera differente a seconda del rendimento attuale in termini di produzione di corrente. Come indice del livello di performance dei moduli si è assunto il rapporto tra la corrente misurata e la corrente attesa, legata all'irraggiamento presente in quel momento.

Zone del campo di stringhe potenzialmente soggette ad ombreggiamento che producono meno corrente di quelle adiacenti risulteranno colorate in rosso.

A questa analisi di tipo qualitativo si aggiunge quella di tipo quantitativo, poiché l'applicazione è in grado di calcolare il quantitativo di energia non prodotta a causa dei suddetti cali di corrente.

In alcuni casi inoltre, studiando la distribuzione delle zone rosse nel campo di stringhe, sarà possibile giungere a conclusioni circa le cause che hanno generato lo stato delle cose in esame.

Per i vari inverter useremo sempre lo stesso procedimento introducendo l'analisi attraverso delle tabelle redatte in Excel, partendo dai dati reperiti dal portale Energy Sentinel PV.

Le tabelle seguenti riportano i parametri spiegati nei paragrafi precedenti (Tabella 5.2, e Tabella 5.3). Si tratta di medie o somme, a seconda dei casi, dei valori giornalieri rilevati ogni mese. In particolare per le ore equivalenti di funzionamento si esegue la somma delle ore giornaliere, mentre per PR e scarti si effettua la media. Precisiamo che nelle medie non sono stati conteggiati i valori nulli di produzione, dovuti a fermo impianto o blocco del sistema acquisizione dati, in quanto rappresentano dati spuri che andrebbero a rovinare i valori delle medie stesse e non sono rappresentativi delle performance del campo di moduli in esame.

Ricordiamo che i dati giornalieri presenti nelle suddette tabelle sono medie giornaliere di valori istantanei riferiti a singoli quarti d'ora. Per fare un esempio, se leggiamo un dato giornaliero di temperatura media, questo è stato ottenuto mediando i valori di temperatura a intervalli di quarti d'ora per tutte le 24 ore, includendo anche le ore notturne. Questo fa sì che alcuni risultati ottenuti in Excel a partire da questi dati medi possano differire anche in maniera sostanziale dai valori della APP che lavora con valori istantanei di quarti d'ora.

5.2.1 Analisi delle prestazioni nella sezione Parzialmente Integrata

Partiamo ad analizzare la sezione **"Parzialmente integrata"**, che interessa gli inverter 1, 2 e 8.

2012 parzialmente integrato	Sezione 1 (Sunrise 235)												Sezione 4 (GPPV 215)								
	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)				Ore equivalenti di funzionamento (kWh/kWp)			PR1	PR1	PR2	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)						PR8	PR8
	Inverter 1-2	Inverter 1-2 (dati sol. Est)	Inverter 1	Servizi ausiliari 1	Inverter 1 + servizi ausiliari	Inverter 2	Inverter 1	Inverter 1 + servizi ausiliari	Inverter 2	$PR1_{Est}$ (%)	$PR1_{Est+servizi\ ausiliari}$ (%)	$PR2_{Est}$ (%)	Inverter 8	Inverter 8 (dati sol. Est)	Inverter 8 (kWh) misurati	Servizi ausiliari 8	Inverter 8 + servizi ausiliari	Inverter 8 ore equiv. (kWh/kWp)	Inverter 8 ore equi + servizi aus	$PR8_{Est}$ (%)	$PR8_{Est+servizi\ ausiliari}$ (%)
Gennaio	330.88	45115	14693	1568	16261	16829	44.41	49.14	50.86	63.5%	72.4%	74.7%	310.46	21166	16322	384	16705	52.57	53.81	77.4%	79.5%
Febbraio	330.88	28900	21234	2074	23308	23694	64.17	70.44	71.61	70.9%	80.0%	81.9%	310.46	27116	23315	526	23842	75.10	76.79	85.5%	87.7%
Marzo	330.88	49844	37805	3311	41115	40771	114.26	124.26	123.22	75.7%	82.6%	82.0%	310.46	46768	40080	975	41055	129.10	132.24	85.6%	87.7%
Aprile	330.88	43510	34043	3016	37059	36574	102.89	112.00	110.54	77.7%	85.5%	84.3%	310.46	40825	36038	934	36972	116.08	119.09	88.0%	90.4%
Maggio	330.88	62187	46606	4602	51208	50546	140.86	154.76	152.76	74.4%	82.2%	81.2%	310.46	58349	49462	1350	50813	159.32	163.67	84.4%	86.7%
Giugno	330.62	62714	44478	6001	50480	49968	134.54	152.70	151.15	71.4%	81.2%	80.4%	310.27	58857	48141	1664	49805	155.17	160.53	82.4%	85.3%
Luglio	330.88	68999	46827	7320	54147	53480	141.52	163.65	161.63	68.0%	78.8%	77.8%	310.46	64741	51397	1752	53149	165.55	171.20	79.6%	82.3%
Agosto	330.88	63747	42784	6379	49163	49166	129.30	148.58	148.59	65.8%	75.9%	75.9%	310.46	59813	47090	1229	48318	151.68	155.63	77.5%	79.6%
Settembre	330.88	42302	30293	3720	34013	33757	91.55	102.80	102.02	71.1%	81.2%	80.2%	310.46	39691	33066	733	33798	106.51	108.87	83.1%	85.1%
Ottobre	330.88	28990	20418	2160	22578	22482	61.71	68.24	67.94	70.2%	79.1%	78.6%	310.46	27201	22171	603	22774	71.41	73.36	82.2%	84.6%
Novembre	330.88	18111	12018	1330	13347	13373	36.32	40.34	40.42	58.7%	69.3%	69.4%	310.46	16994	13198	299	13498	42.51	43.48	72.3%	74.2%
Dicembre	330.88	13985	7478	1493	8971	9182	22.60	27.11	27.75	50.5%	68.6%	69.3%	310.46	13122	9496	225	9721	30.59	31.31	76.5%	78.8%

Tabella 5.2 Parametri energetici relativi a inverter 1, 2 e 8 con rappresentato il relativo PR

Tabella 5.3 Ore equivalenti attese e scarti tra le ore equivalenti attese e le ore equivalenti dei tre inverter

2012 parzialmente integrato	**Ore equivalenti attese (kWh/kWp)**							
	Senza considerare l'energia utilizzata per gli ausiliari				**Correzione che tiene conto dell'energia utilizzata per gli ausiliari**			
	Ore equ attese (kWh/kWp)	Scarto % inv. 1	Scarto % inv. 2	Scarto % inv. 8	Ore equ attese (kWh/kWp)	Scarto % inv. 1	Scarto % inv. 2	Scarto % inv. 8
Gennaio	68	36.5%	25.3%	22.6%	68.18	27.6%	25.3%	20.5%
Febbraio	87.34	29.1%	18.1%	14.5%	87.34	20.0%	18.1%	12.3%
Marzo	150.64	24.3%	18.0%	14.4%	150.64	17.4%	18.0%	12.3%
Aprile	131.50	22.3%	15.7%	12.0%	131.50	14.5%	15.7%	9.6%
Maggio	187.94	25.6%	18.8%	15.6%	187.94	17.8%	18.8%	13.3%
Giugno	189.71	28.6%	19.6%	17.6%	189.71	18.8%	19.6%	14.7%
Luglio	208.53	32.0%	22.2%	20.4%	208.53	21.2%	22.2%	17.7%
Agosto	192.66	34.2%	24.1%	22.5%	192.66	24.1%	24.1%	20.4%
Settembre	127.85	28.9%	19.8%	16.9%	127.85	18.8%	19.8%	14.9%
Ottobre	87.62	29.8%	21.4%	17.8%	87.62	20.9%	21.4%	15.4%
Novembre	54.74	41.3%	30.6%	27.7%	54.74	30.7%	30.6%	25.8%
Dicembre	42.27	49.5%	30.7%	23.5%	42.27	31.4%	30.7%	21.2%

Gli inverter 1 (corretto nella produzione) e 2 presentano delle performance basse nei mesi di Novembre e Dicembre (con valori di PR compresi tra 68-69%). Entriamo nel dettaglio giornaliero per capire se vi sono stati fenomeni di ombreggiamento o guasti che hanno provocato tale riduzione delle prestazioni.

Novembre e Dicembre 2012 hanno presentato giornate con irraggiamento molto più basso rispetto la media mensile tipica.

Ricordiamo che per bassi valori dell'irraggiamento il PR può subire una riduzione quando il sole è basso all'orizzonte, cioè alla mattina e alla sera, soprattutto in inverno, per il fatto già evidenziato che aumenta in percentuale il valore dell'energia dissipata e riflessa dai moduli.

Inoltre, in generale, quando l'irraggiamento è basso durante la giornata, la precisione delle misure degli strumenti diminuisce sensibilmente (quindi l'errore relativo aumenta) e anche la risposta dei moduli muta (sono meno sensibili all'irraggiamento che li colpisce).

In più, in queste situazioni, l'energia prodotta messa in gioco è una piccola parte di quella tipicamente prodotta dall'inverter, per cui sarebbe scorretto eseguire una media aritmetica includendo questi dati.

Queste considerazioni ci portano a concludere che *i PR bassi di questo tipo, cioè dovuti a scarso irraggiamento, non andrebbero considerati nell'analisi delle prestazioni, oppure dovrebbero essere 'pesati' in maniera opportuna*.

5.2.1.1 Bassi valori del rapporto PR per l'inverter 1

Mese: Novembre 2012

La Tabella 5.4 mostra i giorni a PR anomalo per l'inverter 1 nel mese di Novembre:

Tabella 5.4 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 1

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR1 (%)**
04/11/12	101	32	31.5%
12/11/12	66	14	20.5%
27/11/12	94	54	57.3%
28/11/12	58	10	17.2%

La produzione giornaliera massima attesa registrata per questo mese (la quale tiene conto dell'irraggiamento specifico di quel giorno) è attorno a 1300 kWh. I giorni indicati in tabella sono quindi a bassissimo irraggiamento: il relativo PR risulta quindi molto basso e poco attendibile per i motivi appena spiegati. Non considerando le performance di questi giorni nella media mensile di Novembre, il PR dell' inverter 1 sale a 75,1% (contro il 69,3% precedente), valore che si avvicina alla prestazione media attesa. Le nostre ipotesi circa il degrado del PR per valori molto bassi dell'irraggiamento trovano conferma nella successiva Tabella 5.5 in cui si riportano, per gli stessi giorni di Novembre, i PR di tutti gli altri inverter, che risultano essere abbastanza allineati tra loro nelle loro scarse prestazioni.

Tabella 5.5 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 1, Novembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
04/11/12	**31.5%**	33.3%	32.1%	35.9%	20.5%	23.5%	19.6%	25.7%	30.5%	23.0%	34.1%	33.3%	38.0%	**29.3%**
12/11/12	**20.5%**	21.7%	15.4%	26.1%	17.9%	17.9%	13.7%	17.1%	19.5%	15.0%	25.9%	26.5%	28.9%	**20.5%**
27/11/12	**57.3%**	55.9%	54.7%	56.8%	53.3%	53.3%	54.7%	51.4%	53.1%	49.2%	57.9%	54.2%	54.2%	**54.3%**
28/11/12	**17.2%**	19.4%	20.6%	19.1%	12.8%	17.9%	18.4%	11.2%	16.8%	11.5%	21.6%	22.1%	24.9%	**18.0%**

Mese: Dicembre 2012

In questo mese, per diverse giornate, nessun inverter risulta aver prodotto e non sono neppure registrati i dati provenienti dai solarimetri; probabilmente si è trattato di un problema al sistema di acquisizione dati. L' inverter 1 presenta due giorni critici (si veda Tabella 5.6). Trascuriamo il giorno 15 che rientra tra quelli a bassissimo irraggiamento. Ha senso invece entrare nel dettaglio del giorno 9 dato che la produzione attesa (932 kWh) è vicina a quella massima del mese (979 kWh), mentre il rendimento è al di sotto del 30%. Il 09/12 è un giorno con cielo sereno e buona radiazione solare.

Tabella 5.6 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 1

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR1 (%)
09/12/12	932	277	29.7%
15/12/12	68	21	31.2%

In Tabella 5.7 riportiamo come al solito il confronto con gli altri inverter nello stesso giorno.

Tabella 5.7 PR dei 13 inverter per il giorno in esame, inverter 1, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
09/12/12	**29.7%**	28.0%	41.5%	3.0%	9.9%	10.3%	10.3%	4.5%	8.5%	2.3%	55.8%	51.9%	49.3%	**23.5%**

La prestazione dell'inverter 1 risulta tuttavia al di sopra della media.

Le performance bassissime degli inverter 3, 4, 5, 6, 9, 10 e 11, sono probabilmente dovute a malfunzionamenti delle corrispondenti stringhe. Ciò è confermato dallo “Storico allarmi” del portale Energy Sentinel PV, in cui è segnalata una mancata produzione da parte di tali inverter nelle ore centrali della giornata.

Effettuiamo l’analisi delle correnti per l’inverter 1 nel giorno 09/12 (vedi Fig. 5.6).

Fig. 5.6 Performance stringhe inverter 1 – 09/12/2012

La figura ottenuta con l'utilizzo della APP mostra chiaramente una produzione nulla o bassissima durante l'intera mattinata e dopo le ore 15:00. Il sistema di acquisizione dati ha registrato dei valori di corrente di stringa molto bassi ma non nulli, non corrispondenti all'irraggiamento presente quella mattina. Tuttavia i report di allarme del sistema Energy Sentinel PV non hanno evidenziato la cosa.
L'energia misurata risulta corrispondente ai bassi valori di corrente rilevati, quindi a nostro avviso si tratta di un malfunzionamento del campo dei moduli o dell'inverter.
Togliendo dal computo del PR il giorno 15/12, la media risulta pari al 70,0% (contro il 68,6% precedente), valore accettabile.

5.2.1.2 Bassi valori del rapporto PR per l'inverter 2

Mese: Novembre 2012

La Tabella 5.8 mostra i giorni a PR anomalo per l'inverter 2 nel mese di novembre (sono gli stessi dell' inverter 1):

Tabella 5.8 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 2

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR2 (%)
04/11/12	101	32	33.3%
12/11/12	66	14	21.7%
27/11/12	94	54	55.9%
28/11/12	58	10	19.4%

Valgono le stesse considerazioni fatte per l'inverter 1 per quanto riguarda le giornate a basso irraggiamento. Togliendo questi valori dal calcolo del PR medio per l'inverter 2 si ottiene un valore di 75,1% (contro il 69,4% precedente), che riteniamo accettabile.

Mese: Dicembre 2012

La Tabella 5.9 mostra i giorni a PR anomalo per l'inverter 2 nel mese di Dicembre (sono gli stessi dell'inverter 1) e la Tabella 5.10 mostra il confronto con gli altri inverter (si è eliminato il giorno 15 a basso irraggiamento):

Tabella 5.9 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 2

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR2 (%)
09/12/12	932	261	28.0%
15/12/12	68	18	25.9%

Tabella 5.10 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 2, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
09/12/12	29.7%	**28.0%**	41.5%	3.0%	9.9%	10.3%	10.3%	4.5%	8.5%	2.3%	55.8%	51.9%	49.3%	**23.5%**

Effettuiamo l'analisi delle correnti per l'inverter 2 nel giorno 09/12 (vedi Fig. 5.7).

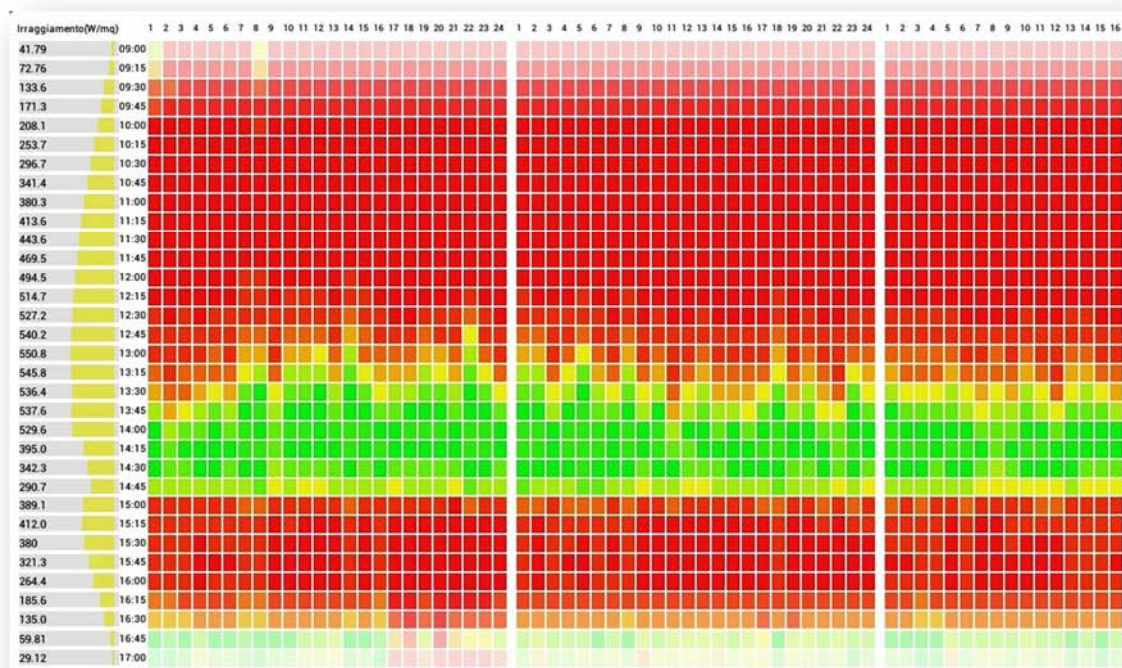



Fig. 5.7 Performance stringhe inverter 2 – 09/12/2012

Valgono le stesse considerazioni riportate per l'inverter 1.

Togliendo dal computo del PR il giorno 15/12, la media risulta pari al 70,9% (contro il 69,3% precedente), valore accettabile.

5.2.1.3 Bassi valori del rapporto PR per l'inverter 8

Nel 2012 l'inverter 8 non presenta mai valori di PR (intesi come media mensile) al di sotto del 70%.

5.2.2 Analisi delle prestazioni nella sezione Totalmente Integrata

Si analizza ora la sezione "**Totalmente integrata**", costituita dagli inverter 3, 4, 5, 6, 9, 10 e 11.

Nelle seguenti tabelle (Tabella 5.11 e Tabella 5.12) si riportano i corrispondenti valori di energia misurata, ore equivalenti e PR, con i relativi scarti percentuali.

Tabella 5.11 Parametri energetici relativi a inverter 3, 4, 5, 6, 9, 10 e 11 con rappresentato il relativo PR

Sezione 2 (Sunrise 235)

2012 totalmente integrato	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)				Ore equivalenti di funzionamento (kWh/kWp)				PR3	PR4	PR5	PR6
	Inverter 3	Inverter 3 (dati sol. Est)	Inverter 4-5	Inverter 4-5 (dati sol. Est)	Inverter 6	Inverter 6 (dati sol. Est)	Inverter 3	Inverter 4	Inverter 5	Inverter 6	Inverter 3	Inverter 4	Inverter 5	Inverter 6	$PR3_{Est}$ (%)	$PR4_{Est}$ (%)	$PR5_{Est}$ (%)	$PR6_{Est}$ (%)
Gennaio	335.58	22878.17	357.20	24352.11	348.27	23743.31	14126.400	16169.600	15920.000	15774.400	42.095	45.268	44.569	45.294	64.3%	68.4%	67.6%	68.5%
Febbraio	335.58	29310.37	357.20	31198.72	348.27	30418.75	22262.40	24740.80	24563.20	24200.00	66.340	69.263	68.766	69.486	75.8%	79.1%	78.8%	79.1%
Marzo	335.58	50552.09	357.20	53808.95	348.27	52463.73	40259.20	43710.40	43366.40	42579.20	119.969	122.370	121.406	122.259	79.8%	81.4%	80.8%	81.3%
Aprile	335.58	44128.33	357.20	46971.34	348.27	45797.05	36288.00	39104.00	38684.80	38032.00	108.135	109.474	108.300	109.203	82.7%	83.5%	82.9%	83.3%
Maggio	335.58	63070.06	357.20	67133.40	348.27	65455.07	49894.40	53446.40	53508.80	52584.00	148.681	149.626	149.801	150.986	79.2%	79.5%	79.6%	80.2%
Giugno	335.31	63605.06	356.92	67702.86	347.99	66010.29	37259.20	53192.00	52673.60	51753.60	111.077	149.047	147.594	148.735	78.2%	79.3%	78.6%	79.2%
Luglio	335.58	69979.24	357.20	74487.71	348.27	72625.52	52259.20	56990.40	56252.80	55371.20	155.729	159.549	157.484	158.991	75.0%	76.8%	75.8%	76.5%
Agosto	335.58	64652.69	357.20	68817.99	348.27	67097.54	47792.00	52273.60	51361.60	50758.40	142.416	146.343	143.789	145.744	72.7%	74.8%	73.5%	74.5%
Settembre	335.58	42902.69	357.20	45666.73	348.27	44525.06	33083.20	36028.80	35448.00	35027.20	98.585	100.865	99.239	100.575	77.9%	79.4%	78.0%	78.9%
Ottobre	335.58	29401.91	357.20	31296.15	348.27	30513.75	21644.80	23779.20	23555.20	23244.80	64.500	66.571	65.944	66.744	75.2%	77.1%	76.6%	77.4%
Novembre	335.58	18368.76	357.20	19552.18	348.27	19063.37	12284.80	13894.40	13771.20	13539.20	36.608	38.898	38.553	38.876	65.3%	66.8%	66.8%	66.9%
Dicembre	335.58	14183.97	357.20	15097.79	348.27	14720.34	6830.40	7857.60	7956.80	7737.60	20.354	21.998	22.275	22.217	58.7%	59.4%	61.6%	60.4%

Sezione 5 (GPPV 215)

2012 totalmente integrato	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)			Ore equivalenti di funzionamento (kWh/kWp)			PR9	PR10	PR11
	Inverter 9-10	Inverter 9-10 (dati sol. Est)	Inverter11	Inverter11 (dati sol. Est)	Inverter 9	Inverter 10	Inverter 11	Inverter 9	Inverter 10	Inverter 11	$PR9_{Est}$ (%)	$PR10_{Est}$ (%)	$PR11_{Est}$ (%)
Gennaio	326.80	22279.59	318.63	21722.60	15406.40	15851.20	14760.00	47.14	48.50	46.32	71.6%	73.7%	69.7%
Febbraio	326.80	28543.51	318.63	27829.92	23656.00	24100.80	22990.40	72.39	73.75	72.15	82.7%	84.2%	81.6%
Marzo	326.80	49229.47	318.63	47998.73	41976.00	42144.00	40534.40	128.45	128.96	127.21	85.3%	85.7%	84.7%
Aprile	326.80	42973.78	318.63	41899.43	34924.80	37932.80	36345.62	106.87	116.07	114.07	86.4%	88.5%	86.6%
Maggio	326.80	61419.92	318.63	59884.42	51584.00	52076.80	50478.42	157.85	159.35	158.42	83.8%	84.6%	84.0%
Giugno	326.60	61954.66	318.44	60405.79	50619.20	51140.80	49910.42	155.00	156.60	156.75	82.5%	83.3%	83.4%
Luglio	326.80	68148.47	318.63	66444.75	54040.00	55067.20	52409.62	165.36	168.51	164.49	79.6%	81.1%	79.2%
Agosto	326.80	62961.14	318.63	61387.11	49475.20	50312.00	49809.52	151.39	153.95	156.32	77.7%	79.0%	85.7%
Settembre	326.80	41780.20	318.63	40735.69	34510.40	34825.60	33023.99	105.60	106.57	103.64	83.2%	84.0%	87.0%
Ottobre	326.80	28632.65	318.63	27916.83	22227.20	23110.40	22240.01	68.01	70.72	69.80	79.4%	82.0%	80.5%
Novembre	326.80	17888.16	318.63	17440.96	13092.80	12668.80	12395.21	40.06	38.77	38.90	69.2%	68.7%	66.5%
Dicembre	326.80	13812.87	318.63	13467.55	7846.40	8169.60	8159.99	24.01	25.00	25.61	65.3%	67.8%	66.5%

Tabella 5.12 Ore equivalenti attese e scarti tra le ore equivalenti attese e le ore equivalenti dei sette inverter

2012 totalmente integrato	**Ore equivalenti attese (kWh/kWp)**							
	Ore equ attese (kWh/kWp)	Scarto % inv. 3	Scarto % inv. 4	Scarto % inv. 5	Scarto % inv. 6	Scarto % inv. 9	Scarto % inv. 10	Scarto % inv. 11
Gennaio	68.18	35.7%	31.6%	32.4%	31.5%	28.4%	26.3%	30.3%
Febbraio	87.34	24.2%	20.9%	21.2%	20.9%	17.3%	15.8%	18.4%
Marzo	150.64	20.2%	18.6%	19.2%	18.7%	14.7%	14.3%	15.3%
Aprile	131.50	17.3%	16.5%	17.1%	16.7%	13.6%	11.5%	13.4%
Maggio	187.94	20.8%	20.5%	20.4%	19.8%	16.2%	15.4%	16.0%
Giugno	189.71	21.8%	20.7%	21.4%	20.8%	17.5%	16.7%	16.6%
Luglio	208.53	25.0%	23.2%	24.2%	23.5%	20.4%	18.9%	20.8%
Agosto	192.66	27.3%	25.2%	26.5%	25.5%	22.3%	21.0%	14.3%
Settembre	127.85	22.1%	20.6%	22.0%	21.1%	16.8%	16.0%	13.0%
Ottobre	87.62	24.8%	22.9%	23.4%	22.6%	20.6%	18.0%	19.5%
Novembre	54.74	34.7%	33.2%	33.2%	33.1%	30.8%	31.3%	33.5%
Dicembre	42.27	41.3%	40.6%	38.4%	39.6%	34.7%	32.2%	33.5%

Notiamo dalla Tabella 5.11 che tutti gli inverter in questione presentano valori di PR non ottimali sempre nei mesi di Novembre e Dicembre. Anche Gennaio risulta essere un mese critico, tranne che per gli inverter 9 e 10. Procediamo all'analisi di ogni singolo inverter.

5.2.2.1 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 3

Mese: Gennaio 2012

La tabella seguente (Tabella 5.13) mostra i giorni di Gennaio peggiori in termini di PR.

Tabella 5.13 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Gennaio 2012, inverter 3

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR3 (%)**
01/01/12	856	450	52.5%
06/01/12	1031	486	47.2%
07/01/12	675	403	59.7%
08/01/12	991	491	49.5%
09/01/12	993	512	51.6%
10/01/12	969	502	51.9%
11/01/12	979	510	52.1%
12/01/12	856	485	56.6%
13/01/12	816	485	59.4%
14/01/12	987	571	57.9%
15/01/12	987	568	57.6%
18/01/12	539	278	51.7%
19/01/12	124	69	55.5%

La produzione attesa massima per questo mese è circa 1170 kWh. Per tutti i giorni elencati, ad esclusione del 19, si è trattato di giornate con una buona radiazione solare. Escluderemo il giorno 19 dalle prossime considerazioni. L'analisi incrociata con gli altri inverter porta al seguente risultato (Tabella 5.14).

Tabella 5.14 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, Gennaio 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	**PR3 (%)**	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
01/01/12	70.4%	73.6%	77.2%	**52.5%**	57.1%	56.9%	56.9%	59.7%	62.0%	57.9%	65.1%	67.1%	67.3%	**63.4%**
06/01/12	62.3%	65.8%	69.2%	**47.2%**	53.8%	53.9%	54.0%	56.6%	58.5%	55.2%	62.3%	63.1%	63.6%	**58.9%**
07/01/12	71.8%	73.8%	79.2%	**59.7%**	71.0%	70.6%	70.8%	75.0%	76.2%	73.1%	71.2%	72.8%	74.3%	**72.3%**
08/01/12	64.9%	68.1%	71.3%	**49.5%**	57.0%	56.6%	56.6%	59.2%	61.2%	57.6%	63.2%	64.7%	65.1%	**61.1%**
09/01/12	65.6%	68.3%	71.9%	**51.6%**	57.4%	56.8%	57.1%	59.4%	61.4%	58.0%	63.1%	65.0%	65.7%	**61.6%**
10/01/12	66.7%	69.7%	72.9%	**51.9%**	57.0%	55.9%	57.0%	59.4%	61.2%	57.9%	64.4%	66.0%	66.3%	**62.0%**
11/01/12	54.3%	68.6%	72.3%	**52.1%**	42.7%	32.4%	42.3%	43.3%	46.0%	43.2%	63.7%	65.6%	66.4%	**53.3%**
12/01/12	70.2%	72.2%	76.6%	**56.6%**	43.5%	40.9%	42.3%	43.6%	46.2%	43.1%	67.1%	69.0%	69.4%	**57.0%**
13/01/12	73.5%	75.4%	79.4%	**59.4%**	66.7%	66.0%	66.7%	69.7%	71.7%	68.2%	68.9%	71.2%	71.8%	**69.9%**
14/01/12	69.7%	72.3%	76.3%	**57.9%**	63.5%	62.9%	63.3%	65.9%	68.1%	64.7%	66.4%	68.7%	68.9%	**66.8%**
15/01/12	69.8%	71.4%	75.7%	**57.6%**	63.7%	62.6%	63.8%	66.3%	68.3%	64.9%	67.4%	68.9%	69.6%	**66.9%**
18/01/12	67.1%	73.8%	75.1%	**51.7%**	68.6%	68.6%	69.2%	71.0%	72.9%	69.7%	72.4%	72.9%	74.1%	**69.8%**

Notiamo che l'intera sezione "Totalmente integrata" (dall'inverter 3 all'11) performa male ed in particolare l'inverter 3 assume i valori peggiori, pur in giornate con buon irraggiamento.

A questo punto si sente quindi il bisogno di effettuare un'analisi più approfondita per scovare eventuali ombreggiamenti o malfunzionamenti di alcune stringhe, che complessivamente riducono le prestazioni dell'intero campo connesso all'inverter 3.

Giorno: 01/01/2012

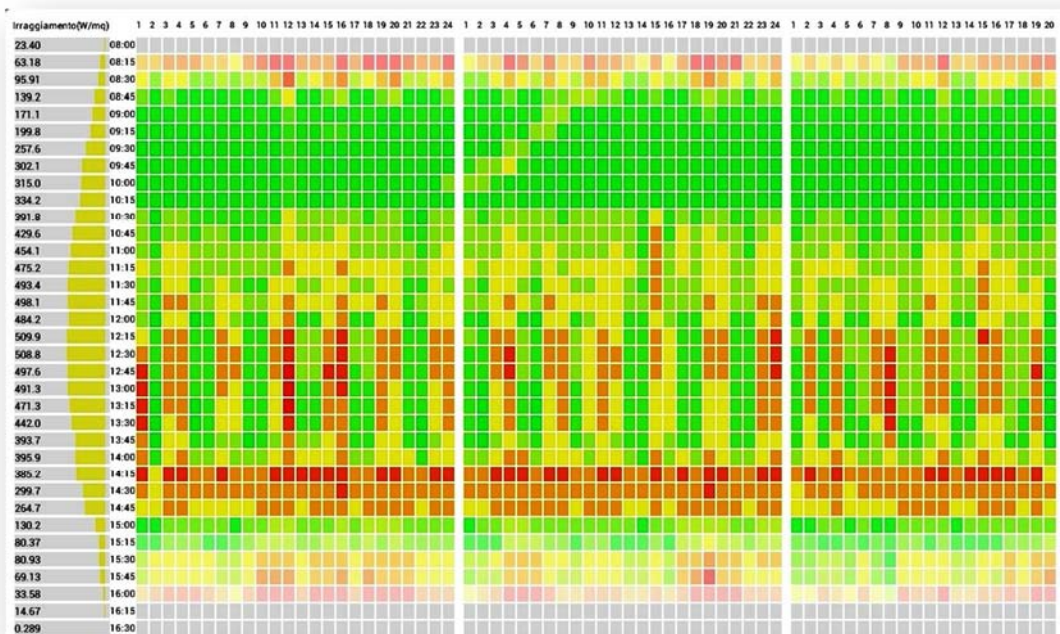



Fig. 5.8 Performance stringhe inverter 3 – 01/01/2012

Giornata soleggiata, con luce diretta.

L'analisi qualitativa fatta sullo snapshot della APP mostra come, a partire dalle 12:00 le stringhe comincino a presentare un rendimento alternativamente alto e basso a coppie (Fig. 5.8), mentre a partire dalle 14:15 il rendimento di tutte le stringhe cala in maniera uniforme.

Il rendimento alternato è tipico delle stringhe che si ombreggiano reciprocamente. Il calo uniformemente distribuito su tutte le stringhe invece si può spiegare con un ombreggiamento provocato dal tetto sopraelevato che ospita i moduli dell’inverter 4. A tal proposito si veda la figura seguente (Fig. 5.9).

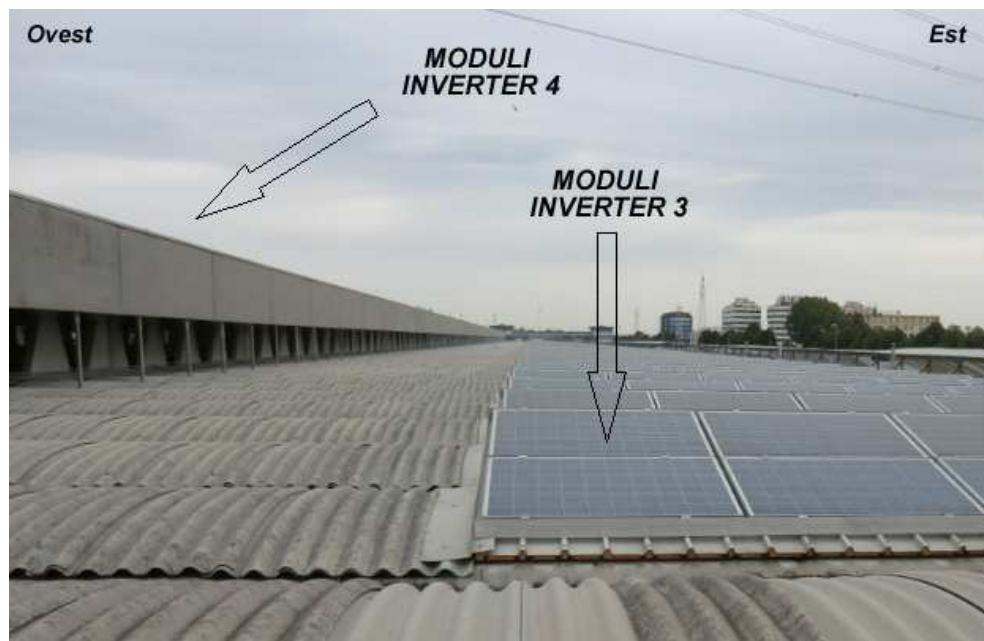



Fig. 5.9 Porzione dei moduli dell'inverter 3 che potrebbero essere ombreggiati dalla porzione di edificio posta ad Ovest

- Energia prodotta in CC: 483 kWh.
- Energia attesa in CC: 855 kWh.
- Percentuale di energia non prodotta: 372 kWh ovvero il 43,5% dell'attesa.

Giorno: 04/01/2012

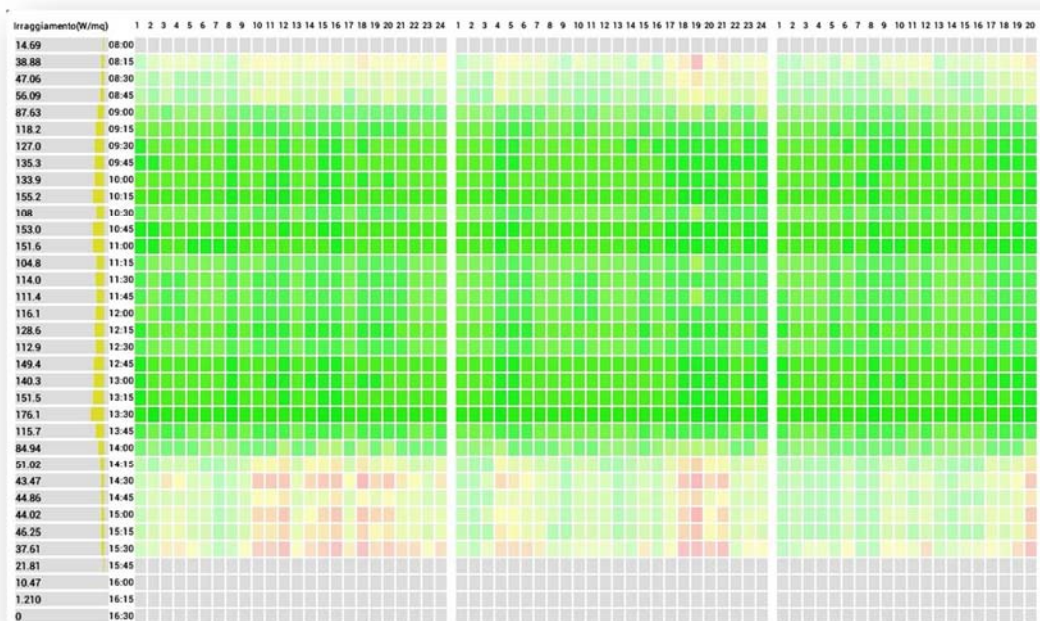



Fig. 5.10 Performance stringhe inverter 3 – 04/01/2012

Giornata con basso irraggiamento e luce probabilmente diffusa.

Inseriamo questo giorno anche se non è tra quelli a basso PR, proprio per mostrare un comportamento tipico del campo di stringhe afferenti all'inverter 3. In pratica, quando la luce è diffusa e non diretta, l'effetto delle ombre svanisce e l'inverter performa molto bene.

La produzione di energia è bassa, conformemente alla radiazione incidente, però il rendimento dei moduli è elevato perché non sono presenti fenomeni di ombreggiamento (vedi Fig. 5.10).

- Energia prodotta in CC: 245 kWh.
- Energia attesa in CC: 263 kWh.
- Percentuale di energia non prodotta: 18 kWh ovvero il 6,8% dell'attesa.

Giorno: 06/01/2012

Fig. 5.11 Performance stringhe inverter 3 – 06/01/2012

Giornata limpida, molto soleggiata.

Si comincia a notare rendimento alternato alto e basso a coppie a partire dalle 11:30. Alle 14:15 il rendimento di tutte le stringhe scende di colpo al 30%, fino a ridursi a 0% nelle ore immediatamente successive (vedi Fig. 5.11). Praticamente a partire dalle 14:30 l'inverter 3 non produce più energia nonostante la radiazione solare sia ancora sensibile; è evidente un ombreggiamento da parte del tetto adiacente.

- Energia prodotta in CC: 518 kWh.
- Energia attesa in CC: 1031 kWh.

- Percentuale di energia non prodotta: 513 kWh ovvero il 49,7% dell'attesa.

Giorni: 08,09,10,11,12,13,14,15/01/2012

La situazione è del tutto simile a quella del giorno 06 con le stringhe inferiori che cominciano ad essere ombreggiate dalle superiori dello shed precedente a partire dalle prime ore del pomeriggio (si veda la spiegazione del fenomeno nel paragrafo successivo). Successivamente il tetto sopraelevato posto ad Ovest manda in ombra alcuni moduli di ciascuna stringa facendo precipitare il rendimento dell'intero campo a valori pressoché nulli.

Giorno: 18/01/2012

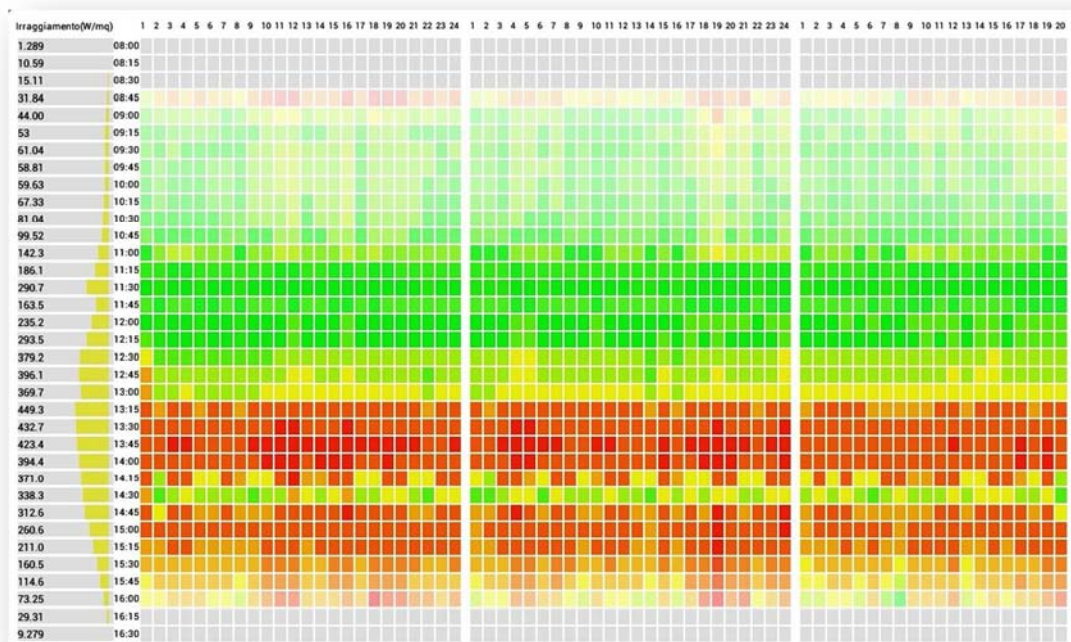



Fig. 5.12 Performance stringhe inverter 3 – 18/01/2012

Giornata poco soleggiata.

La radiazione solare giornaliera ha un valore non trascurabile, però è concentrata nel pomeriggio, mentre è bassissima durante la mattina, come si vede in Fig. 5.12. L'inverter 3 performa bene in genere di mattina, quindi la sua prestazione globale è pessima.

- Energia prodotta in CC: 307 kWh.
- Energia attesa in CC: 555 kWh.
- Percentuale di energia non prodotta: 248 kWh ovvero il 44,7% dell'attesa.

Togliendo il giorno 19 dal calcolo del PR, in quanto si è trattato di un giorno con basso irraggiamento, il Performance Ratio diventa 64,6%, contro il 64,3% precedente.

Mese: Giugno 2012

In questo mese l'inverter 3 presenta una brusca caduta della produzione. Entrando nel dettaglio della produzione di energia elettrica giornaliera (Fig. 5.13), si scopre che la produzione dell'inverter 3 è stata nulla dal 14 al 19. Tale mancata produzione è stata segnalata anche nello storico allarmi del software di monitoraggio. Nell'analisi delle performance si eliminano dunque tali valori nulli per non alterare il calcolo della media.

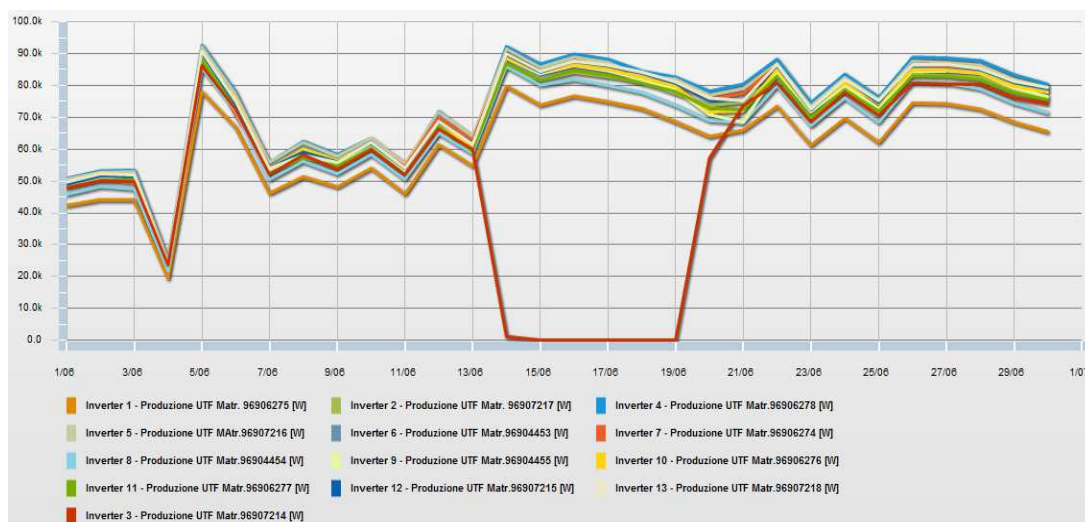



Fig. 5.13 Produzione potenza dei 13 inverter nel mese di Giugno 2012 [W]

Mese: Novembre 2012

Si riportano in Tabella 5.15 i giorni in cui l'inverter 3 ha presentato valori bassi di Performance Ratio.

Tabella 5.15 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 3

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR3 (%)**
01/11/12	649	386	59.4%
04/11/12	102	37	35.9%
12/11/12	67	18	26.1%
23/11/12	843	504	59.8%
27/11/12	96	54	56.8%
28/11/12	59	11	19.1%
29/11/12	906	493	54.4%

I giorni evidenziati in tabella sono in comune con l'inverter 1 e sono tutti giorni a basso irraggiamento solare, da non prendere in considerazione. Gli altri giorni in tabella, invece, presentano una radiazione consistente e quindi una concreta produzione attesa alla quale l'inverter 3 non riesce ad avvicinarsi. La massima energia attesa a Novembre è dell'ordine dei 1300 kWh giornalieri, per l'inverter 3.

In Tabella 5.16 è visibile la situazione di 3 nei confronti dei PR degli altri inverter nei giorni da esaminare.

Tabella 5.16 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 3, Novembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	**PR3 (%)**	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
01/11/12	64.5%	64.8%	73.3%	**59.4%**	63.2%	62.8%	63.7%	68.1%	70.9%	67.8%	66.5%	69.0%	70.0%	**66.5%**
23/11/12	72.2%	73.5%	79.9%	**59.8%**	67.4%	66.5%	67.3%	70.4%	72.5%	70.2%	71.5%	72.9%	70.8%	**70.4%**
29/11/12	64.5%	66.2%	65.3%	**54.4%**	62.4%	61.4%	61.9%	46.0%	12.9%	5.9%	65.5%	28.1%	27.7%	**47.9%**

Nei giorni 01 e 23 l' inverter 3 presenta un PR relativamente basso, ma comunque prossimo a quello degli inverter 4, 5 e 6. Il basso valore si giustifica ricordando la sua caratteristica di andare in ombra nel pomeriggio se prevale la radiazione diretta; l'inverter 3 quindi affida tutta la sua prestazione alla radiazione del mattino ed il giorno 01 Novembre 2012 è stato un giorno a bassa radiazione mattutina e maggiore radiazione pomeridiana.

Il giorno 29, pur essendo basso, il rendimento dell'inverter 3 è al di sopra della media. Questo fatto in realtà è dovuto alla mancata produzione degli inverter 10, 11, 12, 13 che ha fatto precipitare la media generale sovrastimando la mediocre performance dell'inverter 3.

Se avessimo tolto i giorni con basso irraggiamento, la media del PR per l'inverter 3, nel mese di Novembre, sarebbe stata 70% (contro il 65,3% precedente), valore accettabile.

Mese: Dicembre 2012

La Tabella 5.17 mostra i giorni critici per l'inverter 3 nel mese di Dicembre. Il giorno 15, come già detto, va scartato dall'analisi a causa del basso irraggiamento, mentre il giorno 9 rientra tra i giorni di mancata produzione segnalati anche dal software di monitoraggio.

Tabella 5.17 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 3

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR3 (%)**
03/12/12	964	458	47.5%
06/12/12	879	398	45.3%
09/12/12	945	29	3.0%
10/12/12	799	205	25.6%
11/12/12	993	437	44.0%
12/12/12	959	427	44.6%
15/12/12	69	21	30.2%
18/12/12	594	299	50.4%
28/12/12	853	382	44.9%
29/12/12	877	398	45.4%
30/12/12	929	410	44.1%
31/12/12	976	429	44.0%

Tabella 5.18 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 3, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
03/12/12	72.2%	73.7%	81.1%	**47.5%**	26.3%	19.3%	25.3%	61.3%	63.0%	60.6%	41.0%	68.3%	65.3%	**54.2%**
06/12/12	62.0%	63.2%	122.6%	**45.3%**	54.2%	57.1%	57.4%	100.4%	105.1%	178.4%	64.8%	104.7%	113.9%	**86.9%**
10/12/12	74.7%	78.0%	86.0%	**25.6%**	41.4%	40.4%	41.9%	40.9%	44.4%	38.0%	67.7%	70.1%	67.6%	**55.1%**
11/12/12	62.1%	64.6%	72.0%	**44.0%**	44.4%	45.1%	44.9%	46.7%	49.7%	46.7%	62.7%	63.4%	61.8%	**54.5%**
12/12/12	62.3%	64.7%	72.5%	**44.6%**	46.1%	46.7%	45.7%	48.0%	50.6%	48.0%	62.2%	63.6%	61.4%	**55.1%**
18/12/12	60.0%	62.6%	68.0%	**50.4%**	60.3%	61.5%	61.0%	63.1%	64.8%	63.0%	65.2%	64.5%	64.0%	**62.2%**
28/12/12	61.2%	64.3%	71.1%	**44.9%**	56.4%	56.8%	56.6%	59.2%	61.1%	58.5%	63.1%	63.2%	62.6%	**59.9%**
29/12/12	61.4%	63.3%	71.2%	**45.4%**	57.2%	57.4%	57.3%	60.1%	62.2%	59.6%	62.6%	62.7%	63.1%	**60.3%**
30/12/12	61.5%	64.8%	71.8%	**44.1%**	53.2%	53.5%	53.2%	55.7%	57.8%	55.1%	61.5%	62.5%	61.1%	**58.1%**
31/12/12	60.7%	64.2%	70.7%	**44.0%**	52.5%	52.7%	52.5%	54.7%	57.1%	54.2%	60.0%	62.0%	60.5%	**57.4%**

La Tabella 5.18 mette in risalto nuovamente il problema che caratterizza l'inverter 3 in termini di performance, ovvero l'ombreggiamento alternato delle stringhe che si verifica in presenza di luce diretta a partire da metà giornata e il successivo ombreggiamento totale a partire dalle 15:00 circa.

Se avessimo tolto quei valori (ed anche il giorno 9 e 15), la media del PR per l'inverter 3, nel mese di Dicembre, sarebbe stata 61,8 % (contro il 58,7% precedente).

5.2.2.2 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 4

Mese: Gennaio 2012

La Tabella 5.19 mostra i giorni critici di Gennaio 2012 per l'inverter 4. Ignoriamo il 19 come già detto. Per il resto si tratta di giorni con un discreto irraggiamento e quindi una consistente produzione di energia attesa. E' necessario quindi analizzarli uno ad uno. Riportiamo in Tabella 5.20 il confronto con gli altri inverter, nei giorni in esame. Notiamo che i PR dell'inverter 4 sono sempre al di sotto della media.

Tabella 5.19 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Gennaio 2012, inverter 4

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR4 (%)**
01/01/12	911	520	57.1%
06/01/12	1098	590	53.8%
08/01/12	1055	602	57.0%
09/01/12	1057	606	57.4%
10/01/12	1031	587	57.0%
11/01/12	1042	445	42.7%
12/01/12	912	397	43.5%
19/01/12	132	58	43.7%

Tabella 5.20 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 4, Gennaio 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
01/01/12	70.4%	73.6%	77.2%	52.5%	**57.1%**	56.9%	56.9%	59.7%	62.0%	57.9%	65.1%	67.1%	67.3%	**63.4%**
06/01/12	62.3%	65.8%	69.2%	47.2%	**53.8%**	53.9%	54.0%	56.6%	58.5%	55.2%	62.3%	63.1%	63.6%	**58.9%**
08/01/12	64.9%	68.1%	71.3%	49.5%	**57.0%**	56.6%	56.6%	59.2%	61.2%	57.6%	63.2%	64.7%	65.1%	**61.1%**
09/01/12	65.6%	68.3%	71.9%	51.6%	**57.4%**	56.8%	57.1%	59.4%	61.4%	58.0%	63.1%	65.0%	65.7%	**61.6%**
10/01/12	66.7%	69.7%	72.9%	51.9%	**57.0%**	55.9%	57.0%	59.4%	61.2%	57.9%	64.4%	66.0%	66.3%	**62.0%**
11/01/12	54.3%	68.6%	72.3%	52.1%	**42.7%**	32.4%	42.3%	43.3%	46.0%	43.2%	63.7%	65.6%	66.4%	**53.3%**
12/01/12	70.2%	72.2%	76.6%	56.6%	**43.5%**	40.9%	42.3%	43.6%	46.2%	43.1%	67.1%	69.0%	69.4%	**57.0%**

Giorno: 01/01/12

Fig. 5.14 Performance stringhe inverter 4 – 01/01/2012

La Fig. 5.14 mostra un comportamento tipico invernale dell'inverter 4 nelle giornate con radiazione prevalentemente diretta. La posizione bassa del sole fa sì che le stringhe si ombreggino reciprocamente, praticamente per tutto l'arco della giornata, riducendo il rendimento di produzione a più del 50% di quello possibile.

Questo fenomeno di ombreggiamento è simile a quello che interessa l'inverter 3, ma qui si presenta in maniera più sistematica, a causa del particolare layout dei moduli come vedremo più avanti.

- Energia prodotta in CC: 544 kWh.
- Energia attesa in CC: 910 kWh.

- Percentuale di energia non prodotta: 366 kWh ovvero il 40,2% dell’attesa.

Se avessimo tolto quei valori, la media del suo PR sarebbe stata 69,3% (contro il 68,4% precedente).

Giorni: 06,08,09,10,12/01/12

Il comportamento è analogo a quello del giorno 01/01/12.

Giorno: 11/01/12

Fig. 5.15 Performance stringhe inverter 4 – 11/01/2012

Da notare il giorno 11 in Fig. 5.15 in cui l’ombreggiamento si presenta in maniera decisa per tutto l’arco della giornata. Il software inoltre mostra una zona di moduli che per un periodo di due ore o non ha prodotto corrente o non ne sono stati rilevati i valori dal sistema di acquisizione dati.

Mese: Novembre 2012

Il mese di Novembre presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 1, come mostrato in Tabella 5.21.

Tabella 5.21 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 4

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR4 (%)
04/11/12	109	22	20.5%
12/11/12	72	13	17.9%
27/11/12	102	54	53.3%
28/11/12	62	8	12.8%

Si tratta di giorni a basso irraggiamento solare per cui non procediamo ad ulteriori analisi.

Per il mese di Novembre il PR corretto risulterebbe 73,0%, valore accettabile rispetto al 66,8% precedente.

Mese: Dicembre 2012

Nel mese di Dicembre ci sono dei giorni critici non ancora analizzati, oltre a quelli in comune con l'inverter 3 evidenziati in Tabella 5.22.

Tabella 5.22 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 4

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR4 (%)
03/12/12	1026	270	26.3%
04/12/12	110	59	53.7%
06/12/12	935	507	54.2%
09/12/12	1006	99	9.9%
10/12/12	851	352	41.4%
11/12/12	1056	469	44.4%
12/12/12	1021	470	46.1%
13/12/12	218	125	57.2%
15/12/12	73	11	15.3%
21/12/12	115	67	58.3%
26/12/12	110	51	46.7%
28/12/12	907	512	56.4%
29/12/12	934	534	57.2%
30/12/12	989	526	53.2%
31/12/12	1038	546	52.5%

Si tratta comunque di giorni con basso irraggiamento, in quanto la massima produzione attesa registrata per questo mese e per l'inverter in esame è attorno ai 1050 kWh, quindi non verranno analizzati.

Per il mese di Dicembre il PR corretto risulterebbe 66,2% rispetto al 59,4% precedente, in cui sono stati esclusi i giorni con basso irraggiamento e i giorni in cui si è verificata una mancata produzione.

Si veda il confronto dei PR in Tabella 5.23.

Tabella 5.23 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 4, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	**PR4 (%)**	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
03/12/12	72.2%	73.7%	81.1%	47.5%	**26.3%**	19.3%	25.3%	61.3%	63.0%	60.6%	41.0%	68.3%	65.3%	**54.2%**
06/12/12	62.0%	63.2%	122.6%	45.3%	**54.2%**	57.1%	57.4%	100.4%	105.1%	178.4%	64.8%	104.7%	113.9%	**86.9%**
09/12/12	29.7%	28.0%	41.5%	3.0%	**9.9%**	10.3%	10.3%	4.5%	8.5%	2.3%	55.8%	51.9%	49.3%	**23.5%**
10/12/12	74.7%	78.0%	86.0%	25.6%	**41.4%**	40.4%	41.9%	40.9%	44.4%	38.0%	67.7%	70.1%	67.6%	**55.1%**
11/12/12	62.1%	64.6%	72.0%	44.0%	**44.4%**	45.1%	44.9%	46.7%	49.7%	46.7%	62.7%	63.4%	61.8%	**54.5%**
12/12/12	62.3%	64.7%	72.5%	44.6%	**46.1%**	46.7%	45.7%	48.0%	50.6%	48.0%	62.2%	63.6%	61.4%	**55.1%**
28/12/12	61.2%	64.3%	71.1%	44.9%	**56.4%**	56.8%	56.6%	59.2%	61.1%	58.5%	63.1%	63.2%	62.6%	**59.9%**
29/12/12	61.4%	63.3%	71.2%	45.4%	**57.2%**	57.4%	57.3%	60.1%	62.2%	59.6%	62.6%	62.7%	63.1%	**60.3%**
30/12/12	61.5%	64.8%	71.8%	44.1%	**53.2%**	53.5%	53.2%	55.7%	57.8%	55.1%	61.5%	62.5%	61.1%	**58.1%**
31/12/12	60.7%	64.2%	70.7%	44.0%	**52.5%**	52.7%	52.5%	54.7%	57.1%	54.2%	60.0%	62.0%	60.5%	**57.4%**

In questi giorni, l’inverter 4 presenta lo stesso comportamento evidenziato nel mese di Gennaio con un intenso ombreggiamento delle stringhe che si prolunga per tutto il giorno.

Si riporta lo snapshot del giorno 09 (Fig. 5.16), per avere un’idea di come viene visualizzata la mancata produzione.

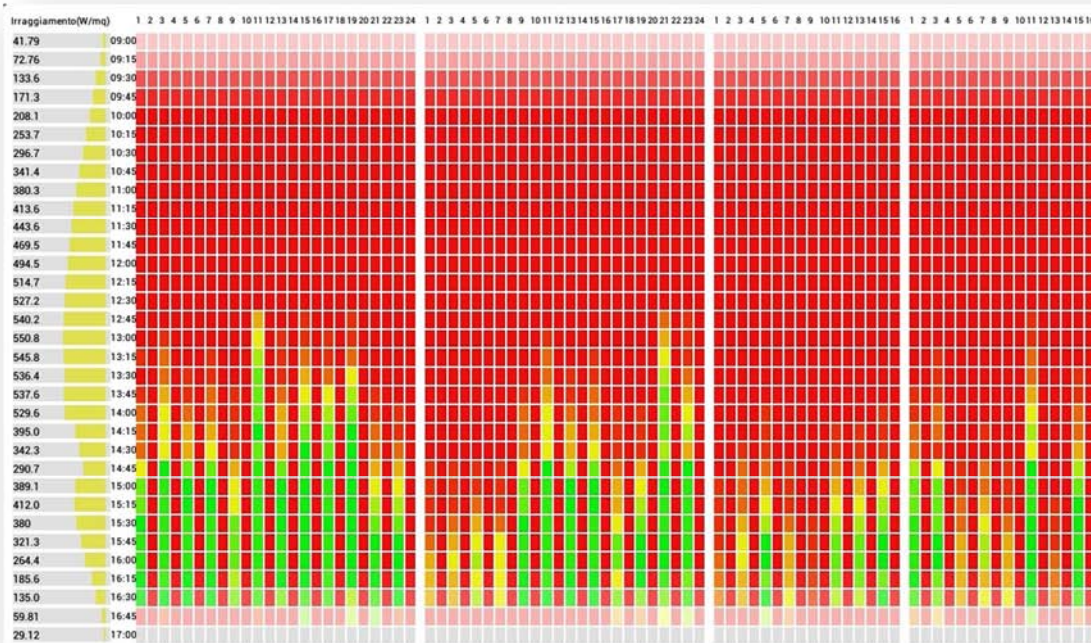



Fig. 5.16 Performance stringhe inverter 4 – 09/12/2012

5.2.2.3 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 5

Mese: Gennaio 2012

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 4, come mostrato in Tabella 5.24.

Come già detto ignoriamo il giorno 19, a basso irraggiamento.

Tabella 5.24 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Gennaio 2012, inverter 5

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR5 (%)
01/01/12	911	518	56.9%
06/01/12	1098	592	53.9%
08/01/12	1055	597	56.6%
09/01/12	1057	600	56.8%
10/01/12	1031	576	55.9%
11/01/12	1042	338	32.4%
12/01/12	912	373	40.9%
19/01/12	132	51	38.8%

In Tabella 5.25 è visibile il confronto dell'inverter 5 e gli altri inverter.

Tabella 5.25 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 5, Gennaio 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
01/01/12	70.4%	73.6%	77.2%	52.5%	57.1%	**56.9%**	56.9%	59.7%	62.0%	57.9%	65.1%	67.1%	67.3%	**63.4%**
06/01/12	62.3%	65.8%	69.2%	47.2%	53.8%	**53.9%**	54.0%	56.6%	58.5%	55.2%	62.3%	63.1%	63.6%	**58.9%**
08/01/12	64.9%	68.1%	71.3%	49.5%	57.0%	**56.6%**	56.6%	59.2%	61.2%	57.6%	63.2%	64.7%	65.1%	**61.1%**
09/01/12	65.6%	68.3%	71.9%	51.6%	57.4%	**56.8%**	57.1%	59.4%	61.4%	58.0%	63.1%	65.0%	65.7%	**61.6%**
10/01/12	66.7%	69.7%	72.9%	51.9%	57.0%	**55.9%**	57.0%	59.4%	61.2%	57.9%	64.4%	66.0%	66.3%	**62.0%**
11/01/12	54.3%	68.6%	72.3%	52.1%	42.7%	**32.4%**	42.3%	43.3%	46.0%	43.2%	63.7%	65.6%	66.4%	**53.3%**
12/01/12	70.2%	72.2%	76.6%	56.6%	43.5%	**40.9%**	42.3%	43.6%	46.2%	43.1%	67.1%	69.0%	69.4%	**57.0%**

Durante questi giorni l'inverter 5 presenta gli stessi problemi già rilevati per l'inverter 4, ovvero un ombreggiamento a stringhe alterne causato dalla particolare disposizione degli shed.

A questo si aggiunga, il giorno 11, un periodo di mancata produzione verificatosi tra le 10:30 e le 11:30, come viene evidenziato dallo snapshot seguente (Fig. 5.17).

Fig. 5.17 Performance stringhe inverter 5 – 11/01/2012

Se avessimo tolto tali valori critici, la media del suo PR sarebbe stata 68,5% (contro il 67,6% precedente).

Mese: Novembre 2012

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell’inverter 1, come mostrato in Tabella 5.26.

Sono giorni a basso irraggiamento, quindi li escludiamo dal computo delle prestazioni.

Tabella 5.26 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 5

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR5 (%)
04/11/12	109	26	23.5%
12/11/12	72	13	17.9%
27/11/12	102	54	53.3%
28/11/12	62	11	17.9%

Per il mese di Novembre il PR corretto risulterebbe 72,8%, valore accettabile rispetto al 66,8% precedente.

Mese: Dicembre 2012

In questo mese i giorni critici sono gli stessi dell'inverter 3 come si può vedere in Tabella 5.27. Escludiamo il giorno 15 a basso irraggiamento.

Tabella 5.27 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 5

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR5 (%)
03/12/12	1026	198	19.3%
06/12/12	935	534	57.1%
09/12/12	1006	104	10.3%
10/12/12	851	344	40.4%
11/12/12	1056	477	45.1%
12/12/12	1021	477	46.7%
15/12/12	73	16	21.8%
28/12/12	907	515	56.8%
29/12/12	934	536	57.4%
30/12/12	989	530	53.5%
31/12/12	1038	547	52.7%

In Tabella 5.28 è visibile il confronto tra l'inverter 5 e gli altri inverter.

Tabella 5.28 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 5, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	Media (%)
06/12/12	62.0%	63.2%	122.6%	45.3%	54.2%	**57.1%**	57.4%	100.4%	105.1%	178.4%	64.8%	104.7%	113.9%	**86.9%**
10/12/12	74.7%	78.0%	86.0%	25.6%	41.4%	**40.4%**	41.9%	40.9%	44.4%	38.0%	67.7%	70.1%	67.6%	**55.1%**
11/12/12	62.1%	64.6%	72.0%	44.0%	44.4%	**45.1%**	44.9%	46.7%	49.7%	46.7%	62.7%	63.4%	61.8%	**54.5%**
12/12/12	62.3%	64.7%	72.5%	44.6%	46.1%	**46.7%**	45.7%	48.0%	50.6%	48.0%	62.2%	63.6%	61.4%	**55.1%**
28/12/12	61.2%	64.3%	71.1%	44.9%	56.4%	**56.8%**	56.6%	59.2%	61.1%	58.5%	63.1%	63.2%	62.6%	**59.9%**
29/12/12	61.4%	63.3%	71.2%	45.4%	57.2%	**57.4%**	57.3%	60.1%	62.2%	59.6%	62.6%	62.7%	63.1%	**60.3%**
30/12/12	61.5%	64.8%	71.8%	44.1%	53.2%	**53.5%**	53.2%	55.7%	57.8%	55.1%	61.5%	62.5%	61.1%	**58.1%**
31/12/12	60.7%	64.2%	70.7%	44.0%	52.5%	**52.7%**	52.5%	54.7%	57.1%	54.2%	60.0%	62.0%	60.5%	**57.4%**

In questi giorni si è presentato lo stesso fenomeno di ombreggiamento alternato caratteristico dei giorni soleggiati del mese di Gennaio, oltre ad una serie di periodi di non produzione.

Per il mese di Dicembre il PR corretto, togliendo giorni con basso irraggiamento e mancata produzione, risulterebbe 66,7% (contro il 61,6% precedente).

5.2.2.4 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 6

Mese: Gennaio 2012

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 4, come mostrato in Tabella 5.29 (escludiamo il 19).

Tabella 5.29 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Gennaio 2012, inverter 6

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR6 (%)
01/01/12	888	506	56.9%
06/01/12	1070	578	54.0%
08/01/12	1029	582	56.6%
09/01/12	1031	589	57.1%
10/01/12	1005	573	57.0%
11/01/12	1016	430	42.3%
12/01/12	889	376	42.3%
19/01/12	129	56	43.5%

In Tabella 5.30 è visibile il confronto tra l'inverter 6 e gli altri inverter.

Tabella 30 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 6, Gennaio 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	**PR6 (%)**	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
01/01/12	70.4%	73.6%	77.2%	52.5%	57.1%	56.9%	**56.9%**	59.7%	62.0%	57.9%	65.1%	67.1%	67.3%	**63.4%**
06/01/12	62.3%	65.8%	69.2%	47.2%	53.8%	53.9%	**54.0%**	56.6%	58.5%	55.2%	62.3%	63.1%	63.6%	**58.9%**
08/01/12	64.9%	68.1%	71.3%	49.5%	57.0%	56.6%	**56.6%**	59.2%	61.2%	57.6%	63.2%	64.7%	65.1%	**61.1%**
09/01/12	65.6%	68.3%	71.9%	51.6%	57.4%	56.8%	**57.1%**	59.4%	61.4%	58.0%	63.1%	65.0%	65.7%	**61.6%**
10/01/12	66.7%	69.7%	72.9%	51.9%	57.0%	55.9%	**57.0%**	59.4%	61.2%	57.9%	64.4%	66.0%	66.3%	**62.0%**
11/01/12	54.3%	68.6%	72.3%	52.1%	42.7%	32.4%	**42.3%**	43.3%	46.0%	43.2%	63.7%	65.6%	66.4%	**53.3%**
12/01/12	70.2%	72.2%	76.6%	56.6%	43.5%	40.9%	**42.3%**	43.6%	46.2%	43.1%	67.1%	69.0%	69.4%	**57.0%**

Le stringhe connesse a questo inverter sono disposte con lo stesso layout delle stringhe afferenti agli inverter 4 e 5 e presentano quindi problematiche analoghe.

Togliendo il giorno 19 la media del suo PR risulta 69,4% (contro il 68,5% precedente).

Mese: Novembre 2012

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 1, come mostrato in Tabella 5.31. Sono giorni a basso irraggiamento che non consideriamo.

Tabella 5.31 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 6

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR6 (%)
04/11/12	106	21	19.6%
12/11/12	70	10	13.7%
27/11/12	99	54	54.7%
28/11/12	61	11	18.4%

Per il mese di Novembre il PR corretto risulterebbe 73,1%, valore accettabile rispetto al 66,9% precedente.

Mese: Dicembre 2012

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 4 come mostrato in Tabella 5.32.

Tabella 5.32 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 6

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR6 (%)
03/12/12	1001	253	25.3%
04/12/12	107	61	56.6%
06/12/12	912	523	57.4%
09/12/12	981	101	10.3%
10/12/12	829	347	41.9%
11/12/12	1030	462	44.9%
12/12/12	995	454	45.7%
13/12/12	213	115	54.1%
15/12/12	72	14	20.1%
26/12/12	107	50	46.4%
28/12/12	885	501	56.6%
29/12/12	910	522	57.3%
30/12/12	965	514	53.2%
31/12/12	1013	531	52.5%

Dall'analisi incrociata dei PR escludiamo i giorni a basso irraggiamento e mancata produzione (vedi Tabella 5.33.

Tabella 5.33 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 6, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	**PR6 (%)**	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
06/12/12	62.0%	63.2%	122.6%	45.3%	54.2%	57.1%	**57.4%**	100.4%	105.1%	178.4%	64.8%	104.7%	113.9%	**86.9%**
10/12/12	74.7%	78.0%	86.0%	25.6%	41.4%	40.4%	**41.9%**	40.9%	44.4%	38.0%	67.7%	70.1%	67.6%	**55.1%**
11/12/12	62.1%	64.6%	72.0%	44.0%	44.4%	45.1%	**44.9%**	46.7%	49.7%	46.7%	62.7%	63.4%	61.8%	**54.5%**
12/12/12	62.3%	64.7%	72.5%	44.6%	46.1%	46.7%	**45.7%**	48.0%	50.6%	48.0%	62.2%	63.6%	61.4%	**55.1%**
28/12/12	61.2%	64.3%	71.1%	44.9%	56.4%	56.8%	**56.6%**	59.2%	61.1%	58.5%	63.1%	63.2%	62.6%	**59.9%**
29/12/12	61.4%	63.3%	71.2%	45.4%	57.2%	57.4%	**57.3%**	60.1%	62.2%	59.6%	62.6%	62.7%	63.1%	**60.3%**
30/12/12	61.5%	64.8%	71.8%	44.1%	53.2%	53.5%	**53.2%**	55.7%	57.8%	55.1%	61.5%	62.5%	61.1%	**58.1%**
31/12/12	60.7%	64.2%	70.7%	44.0%	52.5%	52.7%	**52.5%**	54.7%	57.1%	54.2%	60.0%	62.0%	60.5%	**57.4%**

Per il mese di Dicembre il PR corretto risulterebbe 66,9% (contro il 60,4% precedente).

5.2.2.5 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 9

Mese: Novembre 2012

Questo mese presenta giorni critici in comune con gli inverter precedenti, in particolare i giorni riportati in Tabella 5.34. Sono tutti giorni a basso irraggiamento tranne il 29. Li escludiamo quindi dall'analisi per ricalcolare il PR.

Tabella 5.34 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 9

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR9 (%)**
04/11/12	100	26	25.7%
12/11/12	66	11	17.1%
27/11/12	93	48	51.4%
28/11/12	57	6	11.2%
29/11/12	883	406	46.0%

In Tabella 5.35 è visibile il confronto tra l'inverter 9 e gli altri inverter.

Tabella 5.35 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 9, Novembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	**PR9 (%)**	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
29/11/12	64.5%	66.2%	65.3%	54.4%	62.4%	61.4%	61.9%	**46.0%**	12.9%	5.9%	65.5%	28.1%	27.7%	**47.9%**

In questo giorno lo "Storico allarmi" del sistema di monitoraggio ha registrato una mancata produzione dalle ore 14:15.

Se avessimo tolto tali valori critici, la media del suo PR sarebbe stata 77,0% (contro il 69,2% precedente).

Mese: Dicembre 2012

Questo mese presenta giorni critici in comune con gli inverter precedenti, in particolare i giorni riportati in Tabella 5.36.

Tabella 5.36 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 9

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR9 (%)**
09/12/12	920	42	4.5%
10/12/12	778	318	40.9%
11/12/12	967	451	46.7%
12/12/12	934	448	48.0%
15/12/12	67	13	19.1%
26/12/12	100	46	46.3%
30/12/12	905	504	55.7%
31/12/12	950	520	54.7%

Escludendo i giorni 15 e 26 a basso irraggiamento e il giorno 09 di mancata produzione, otteniamo la Tabella 5.37.

Tabella 5.37 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 9, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	**PR9 (%)**	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
10/12/12	74.7%	78.0%	86.0%	25.6%	41.4%	40.4%	41.9%	**40.9%**	44.4%	38.0%	67.7%	70.1%	67.6%	**55.1%**
11/12/12	62.1%	64.6%	72.0%	44.0%	44.4%	45.1%	44.9%	**46.7%**	49.7%	46.7%	62.7%	63.4%	61.8%	**54.5%**
12/12/12	62.3%	64.7%	72.5%	44.6%	46.1%	46.7%	45.7%	**48.0%**	50.6%	48.0%	62.2%	63.6%	61.4%	**55.1%**
30/12/12	61.5%	64.8%	71.8%	44.1%	53.2%	53.5%	53.2%	**55.7%**	57.8%	55.1%	61.5%	62.5%	61.1%	**58.1%**
31/12/12	60.7%	64.2%	70.7%	44.0%	52.5%	52.7%	52.5%	**54.7%**	57.1%	54.2%	60.0%	62.0%	60.5%	**57.4%**

Le stringhe connesse a questo inverter sono disposte con lo stesso layout delle stringhe afferenti agli inverter 4, 5, 6 e presentano quindi problematiche analoghe.

Si riporta in Fig. 5.18 lo snapshot relativo al giorno 12 per ricordare il fenomeno.

Fig. 5.18 Performance stringhe inverter 9 – 12/12/2012

Per il mese di Dicembre il PR corretto risulterebbe 70,5%, valore accettabile rispetto al 65,3% precedente.

5.2.2.6 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 10

Mese: Novembre 2012

Questo mese presenta giorni con basso valore del PR in comune con gli altri inverter, con l'aggiunta del giorno 5 (Tabella 5.38). Escludiamo i giorni 4-12-27-28 per i motivi già visti.

Tabella 5.38 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 10

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR10 (%)
04/11/12	100	30	30.5%
05/11/12	1121	414	37.0%
12/11/12	66	13	19.5%
27/11/12	93	50	53.1%
28/11/12	57	10	16.8%
29/11/12	883	114	12.9%

In Tabella 5.39 è visibile il confronto tra l'inverter 10 e gli altri inverter.

Tabella 5.39 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 10, Novembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	**PR10 (%)**	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
05/11/12	70.3%	72.4%	60.0%	66.7%	71.4%	70.8%	71.5%	74.1%	**37.0%**	75.1%	72.9%	76.1%	73.3%	**68.6%**
29/11/12	64.5%	66.2%	65.3%	54.4%	62.4%	61.4%	61.9%	46.0%	**12.9%**	5.9%	65.5%	28.1%	27.7%	**47.9%**

Per entrambi si è trattato di mancata produzione nelle ore centrali della giornata come segnalato dallo "Storico allarmi" del portale.

Se avessimo tolto i valori critici, la media del suo PR sarebbe stata 78,7% (contro il 68,7% precedente).

Mese: Dicembre 2012

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 9, come mostrato in Tabella 5.40.

Tabella 5.40 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 10

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR10 (%)**
09/12/12	920	78	8.5%
10/12/12	778	346	44.4%
11/12/12	967	480	49.7%
12/12/12	934	472	50.6%
15/12/12	67	13	19.1%
26/12/12	100	58	57.4%
30/12/12	905	523	57.8%
31/12/12	950	542	57.1%

Escludendo i giorni 15 e 26 a basso irraggiamento e il giorno 09 di mancata produzione, otteniamo la Tabella 5.41.

Tabella 5.41 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 10, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	**PR10 (%)**	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
10/12/12	74.7%	78.0%	86.0%	25.6%	41.4%	40.4%	41.9%	40.9%	**44.4%**	38.0%	67.7%	70.1%	67.6%	**55.1%**
11/12/12	62.1%	64.6%	72.0%	44.0%	44.4%	45.1%	44.9%	46.7%	**49.7%**	46.7%	62.7%	63.4%	61.8%	**54.5%**
12/12/12	62.3%	64.7%	72.5%	44.6%	46.1%	46.7%	45.7%	48.0%	**50.6%**	48.0%	62.2%	63.6%	61.4%	**55.1%**
30/12/12	61.5%	64.8%	71.8%	44.1%	53.2%	53.5%	53.2%	55.7%	**57.8%**	55.1%	61.5%	62.5%	61.1%	**58.1%**
31/12/12	60.7%	64.2%	70.7%	44.0%	52.5%	52.7%	52.5%	54.7%	**57.1%**	54.2%	60.0%	62.0%	60.5%	**57.4%**

I giorni riportati nella tabella sopra sono giorni caratteristici di giornate soleggiate per l'inverter 10 e presentano lo stesso fenomeno di ombreggiamento alternato tipico degli inverter 4, 5, 6 e 9, come si può vedere dallo snapshot di Fig. 5.19.

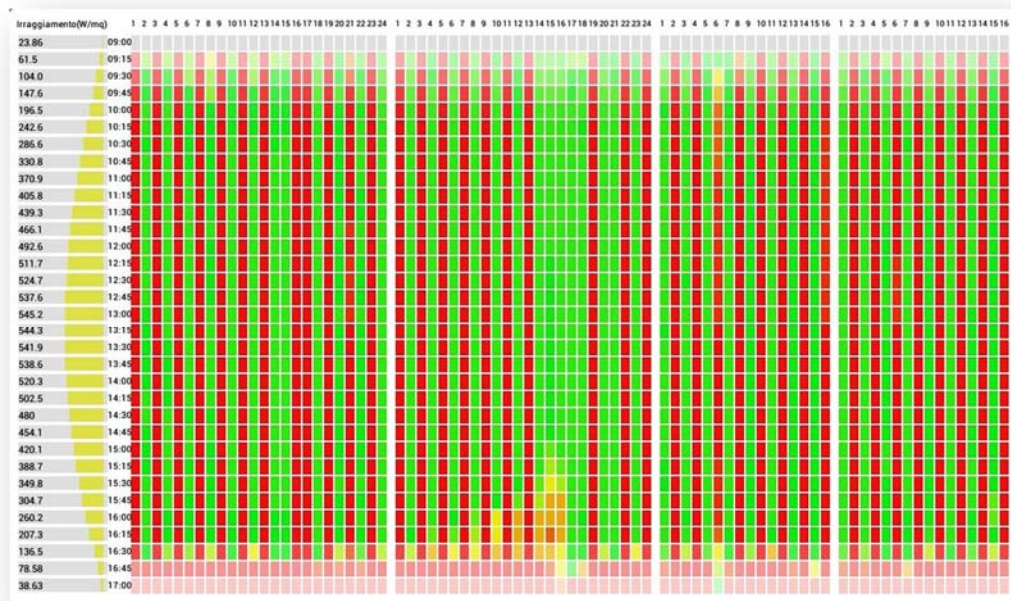



Fig. 5.19 Performance stringhe inverter 10 – 12/12/2012

L’immagine mostra come le stringhe 15, 16, 17 e 18 della cassetta B siano sempre verdi, ovvero non sono soggette all’ombreggiamento alternato tipico di quelle adiacenti. Questo si spiega con il fatto che queste quattro stringhe sono montate sui due shed all’inizio del tetto e risultano sempre esposte al sole durante tutto l’arco della giornata. Si veda il dettaglio di Fig. 5.20 che rappresenta la porzione di tetto di cui si sta parlando.

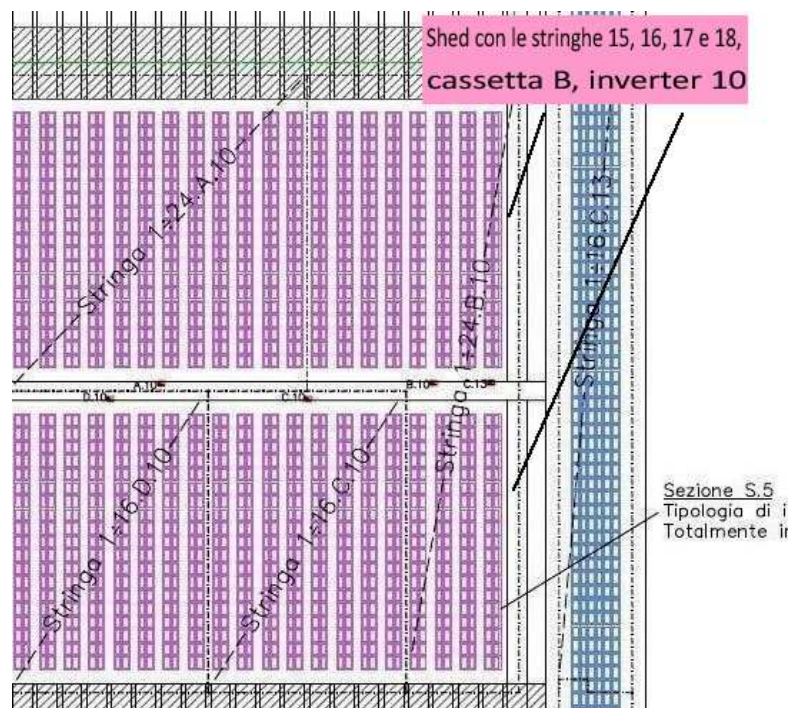



Fig. 5.20 Dettaglio stringhe inverter 10 non soggette a ombreggiamento alternato

La media corretta del suo PR è 72,7% (contro il 67,8% precedente).

5.2.2.7 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 11

Mese: Gennaio 2012

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 4, come mostrato in Tabella 5.42.

Tabella 5.42 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Gennaio 2012, inverter 11

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR11 (%)
01/01/12	813	470	57.9%
06/01/12	979	541	55.2%
08/01/12	941	542	57.6%
09/01/12	943	547	58.0%
10/01/12	920	533	57.9%
11/01/12	930	402	43.2%
12/01/12	813	350	43.1%
19/01/12	118	51	43.5%

In Tabella 5.43 è stato tolto il giorno 19 a basso irraggiamento.

Tabella 5.43 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 11, Gennaio 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
01/01/12	70.4%	73.6%	77.2%	52.5%	57.1%	56.9%	56.9%	59.7%	62.0%	**57.9%**	65.1%	67.1%	67.3%	**63.4%**
06/01/12	62.3%	65.8%	69.2%	47.2%	53.8%	53.9%	54.0%	56.6%	58.5%	**55.2%**	62.3%	63.1%	63.6%	**58.9%**
08/01/12	64.9%	68.1%	71.3%	49.5%	57.0%	56.6%	56.6%	59.2%	61.2%	**57.6%**	63.2%	64.7%	65.1%	**61.1%**
09/01/12	65.6%	68.3%	71.9%	51.6%	57.4%	56.8%	57.1%	59.4%	61.4%	**58.0%**	63.1%	65.0%	65.7%	**61.6%**
10/01/12	66.7%	69.7%	72.9%	51.9%	57.0%	55.9%	57.0%	59.4%	61.2%	**57.9%**	64.4%	66.0%	66.3%	**62.0%**
11/01/12	54.3%	68.6%	72.3%	52.1%	42.7%	32.4%	42.3%	43.3%	46.0%	**43.2%**	63.7%	65.6%	66.4%	**53.3%**
12/01/12	70.2%	72.2%	76.6%	56.6%	43.5%	40.9%	42.3%	43.6%	46.2%	**43.1%**	67.1%	69.0%	69.4%	**57.0%**

Anche l'inverter 11 presenta il problema dell'ombreggiamento alternato dovuto alla posizione degli shed che ospitano le stringhe.

Togliendo il giorno 19 la media del suo PR risulta 70,6% (contro il 69,7% precedente).

Mese: Novembre 2012

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 9, come mostrato in Tabella 5.44.

Tutti i giorni compreso il 29 (mancata produzione) sono da escludere dall'analisi.

Tabella 5.44 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 11

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR11 (%)
04/11/12	97	22	23.0%
12/11/12	64	10	15.0%
27/11/12	91	45	49.2%
28/11/12	56	6	11.5%
29/11/12	861	51	5.9%

Il PR modificato risulta pari a 75,6%, contro il 66,5% precedente.

Mese: Dicembre 2012

Questo mese presenta giorni con basso valore del PR in comune con gli altri inverter, come mostra la Tabella 5.45.

Tabella 5.45 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 11

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR11 (%)**
09/12/12	897	21	2.3%
10/12/12	759	288	38.0%
11/12/12	942	440	46.7%
12/12/12	910	437	48.0%
15/12/12	65	11	17.1%
26/12/12	98	42	42.5%
28/12/12	809	474	58.5%
30/12/12	883	486	55.1%
31/12/12	926	502	54.2%

Dalla Tabella 5.46 si escludono i giorni 09, 15 e 26 come già visto in precedenza.

Tabella 5.46 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 11, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	**PR11 (%)**	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	**Media (%)**
10/12/12	74.7%	78.0%	86.0%	25.6%	41.4%	40.4%	41.9%	40.9%	44.4%	**38.0%**	67.7%	70.1%	67.6%	**55.1%**
11/12/12	62.1%	64.6%	72.0%	44.0%	44.4%	45.1%	44.9%	46.7%	49.7%	**46.7%**	62.7%	63.4%	61.8%	**54.5%**
12/12/12	62.3%	64.7%	72.5%	44.6%	46.1%	46.7%	45.7%	48.0%	50.6%	**48.0%**	62.2%	63.6%	61.4%	**55.1%**
28/12/12	61.2%	64.3%	71.1%	44.9%	56.4%	56.8%	**56.6%**	59.2%	61.1%	**58.5%**	63.1%	63.2%	62.6%	**59.9%**
30/12/12	61.5%	64.8%	71.8%	44.1%	53.2%	53.5%	53.2%	55.7%	57.8%	**55.1%**	61.5%	62.5%	61.1%	**58.1%**
31/12/12	60.7%	64.2%	70.7%	44.0%	52.5%	52.7%	52.5%	54.7%	57.1%	**54.2%**	60.0%	62.0%	60.5%	**57.4%**

I giorni riportati nella tabella sopra sono giorni caratteristici di giornate soleggiate per l'inverter 11 e presentano lo stesso fenomeno di ombreggiamento alternato tipico degli inverter 4, 5, 6, 9 e 10.

Per Dicembre il PR corretto risulterebbe pari al 72,2% (contro il 66,5% attuale).

5.2.3 Analisi delle prestazioni nella sezione Non Integrata

Rimane da analizzare la sezione **"Non integrata"**, composta dalle stringhe afferenti agli inverter 7, 12 e 13.

Anche per questa sezione si riporta la tabella riassuntiva dei diversi parametri mensili, con evidenziati i PR (Tabella 5.47) e gli scarti percentuali rispetto alle ore equivalenti attese (Tabella 5.48).

2012 non integrato	Sezione 3 (Sunrise 235)					Sezione 6 (GPPV 235)							
	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	Ore equivalenti di funzionamento (kWh/kWp)	PR7	Potenza corretta in T (kW)	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)		Ore equivalenti di funzionamento (kWh/kWp)		PR12	PR13
	Inverter 7	Inverter 7 (dati sol. Est)	Inverter 7	Inverter 7	$PR7_{Est}$ (%)	Inverter 12-13	Inverter 12-13 (dati sol. Est)	Inverter 12	Inverter 13	Inverter 12	Inverter 13	$PR12_{Est}$ (%)	$PR13_{Est}$ (%)
Gennaio	338.40	23070.423	16342.400	48.293	71.9%	330.88	22557.75	16304.00	16422.40	49.27	49.63	73.5%	74.4%
Febbraio	338.40	29556.680	23929.60	70.714	80.7%	330.88	28899.86	23888.00	23880.00	72.20	72.17	82.1%	81.9%
Marzo	338.40	50976.901	41995.20	124.099	82.6%	330.88	49844.08	41995.20	41849.60	126.92	126.48	84.6%	84.0%
Aprile	338.40	44499.160	37505.60	110.832	84.7%	330.88	43510.29	37638.42	37824.00	113.75	114.31	86.6%	87.0%
Maggio	338.40	63600.063	52110.40	153.991	81.9%	330.88	62186.73	52275.22	52464.00	157.99	158.56	84.0%	84.3%
Giugno	338.13	64139.556	51616.00	152.667	81.2%	330.68	62728.14	51619.22	51790.40	156.11	156.63	82.9%	83.2%
Luglio	338.40	70567.302	55441.60	163.836	78.8%	330.88	68999.28	55232.02	55401.60	166.93	167.44	80.2%	80.5%
Agosto	338.40	65195.994	50942.40	150.539	76.9%	330.88	63747.19	50875.22	51099.20	153.76	154.43	78.8%	79.1%
Settembre	338.40	43263.215	34580.80	102.189	79.9%	330.88	42301.81	34792.02	34915.20	105.15	105.52	82.5%	82.9%
Ottobre	338.40	29648.987	23057.60	68.137	78.9%	330.88	28990.12	22982.41	22980.80	69.46	69.45	80.2%	80.6%
Novembre	338.40	18523.116	13625.60	40.265	70.1%	330.88	18111.49	13283.21	12984.00	40.15	39.24	69.8%	69.3%
Dicembre	338.40	14303.166	9179.20	27.125	69.2%	330.88	13985.32	9262.26	9222.40	27.99	27.87	71.8%	72.4%

Tabella 5.47 Parametri energetici relativi a inverter 7, 12 e 13 con rappresentato il relativo PR

Tabella 5.48 Ore equivalenti attese e scarti tra le ore equivalenti attese e le ore equivalenti dei tre inverter

2012 non integrato	**Ore equivalenti attese (kWh/kWp)**			
	Ore equ attese (kWh/kWp)	Scarto % inv. 7	Scarto % inv. 12	Scarto % inv. 13
Gennaio	**68.175**	**28.1%**	**26.5%**	**25.6%**
Febbraio	**87.342**	**19.3%**	**17.9%**	**18.1%**
Marzo	**150.641**	**17.4%**	**15.4%**	**16.0%**
Aprile	**131.499**	**15.3%**	**13.4%**	**13.0%**
Maggio	**187.943**	**18.1%**	**16.0%**	**15.7%**
Giugno	**189.715**	**18.8%**	**17.1%**	**16.8%**
Luglio	**208.534**	**21.2%**	**19.8%**	**19.5%**
Agosto	**192.660**	**23.1%**	**21.2%**	**20.9%**
Settembre	**127.846**	**20.1%**	**17.5%**	**17.1%**
Ottobre	**87.615**	**21.1%**	**19.8%**	**19.4%**
Novembre	**54.737**	**29.9%**	**30.2%**	**30.7%**
Dicembre	**42.267**	**30.8%**	**28.2%**	**27.6%**

Da quanto possiamo vedere questa sezione performa meglio rispetto alle altre, come possiamo aspettarci da impianti FV senza integrazione architettonica.

5.2.3.1 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 7

Mese: Dicembre 2012

L'inverter 7 presenta un PR inferiore al limite di accettabilità nel solo mese di Dicembre.

Questo mese presenta giorni con basso valore del PR in comune con gli altri inverter, come mostra la Tabella 5.49.

Tabella 5.49 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Dicembre 2012, inverter 7

	Produzione attesa (kWh)	**Produzione misurata (kWh)**	**PR7 (%)**
03/12/12	972	398	41.0%
09/12/12	953	531	55.8%
15/12/12	70	21	29.9%

Dalla Tabella 5.50 viene eliminato il giorno 15, giorno con basso irraggiamento.

Tabella 5.50 PR dei 13 inverter per i giorni in esame, inverter 7, Dicembre 2012

	PR1 (%)	PR2 (%)	PR8 (%)	PR3 (%)	PR4 (%)	PR5 (%)	PR6 (%)	PR9 (%)	PR10 (%)	PR11 (%)	PR7 (%)	PR12 (%)	PR13 (%)	Media (%)
03/12/12	72.2%	73.7%	81.1%	47.5%	26.3%	19.3%	**25.3%**	61.3%	63.0%	60.6%	**41.0%**	68.3%	65.3%	**54.2%**
09/12/12	29.7%	28.0%	41.5%	3.0%	9.9%	10.3%	10.3%	4.5%	8.5%	2.3%	**55.8%**	51.9%	49.3%	**23.5%**

Come già visto, nei giorni 03 e 09 si sono verificate delle mancanze di produzione.

Attualmente il PR è pari al 69,2%, ed eliminando tali giorni critici si arriverebbe al 72,3%.

5.2.3.2 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 12

Mese: Novembre 2012

Questo inverter ha un PR inferiore al 70% a Novembre.

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 9, come mostrato in Tabella 5.51.

Sono tutti giorni a basso irraggiamento tranne il 29 che escludiamo per mancata produzione.

Tabella 5.51 Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 12

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR12 (%)
04/11/12	101	34	33.3%
12/11/12	66	18	26.5%
27/11/12	94	51	54.2%
28/11/12	58	13	22.1%
29/11/12	894	251	28.1%

Con un PR attuale del 69,8% si potrebbe arrivare al 77,2% senza tali giorni.

5.2.3.3 Bassi valori del rapporto PR per l' inverter 13

Mese: Novembre 2012

Questo inverter ha un PR inferiore al 70% a Novembre.

Questo mese presenta gli stessi giorni critici dell'inverter 9, come mostrato in Tabella 5.52.

Sono tutti giorni a basso irraggiamento tranne il 29 che escludiamo per mancata produzione.

Tabella … Valori di PR bassi per alcuni giorni di Novembre 2012, inverter 13

	Produzione attesa (kWh)	Produzione misurata (kWh)	PR13 (%)
04/11/12	101	38	38.0%
12/11/12	66	19	28.9%
27/11/12	94	51	54.2%
28/11/12	58	14	24.9%
29/11/12	894	248	27.7%

Togliendo i valori critici si ottiene un PR pari al 76,3%, contro il 69,3% attuale.

5.3 STUDIO DEL FENOMENO DI OMBREGGIAMENTO ALTERNATO DELLE STRINGHE

Nell'analisi delle correnti si è visto che vi sono campi di stringhe che nei mesi invernali, durante il pomeriggio, presentano ombreggiamenti alternati, ovvero alternativamente una stringa va in ombra e una no. Questo succedeva in particolar modo per le stringhe collocate nella parte di tetto più alta.

Si era inoltre notato che questo fenomeno si presentava soprattutto nei giorni con maggiore irraggiamento, ovvero quando la radiazione solare è prevalentemente di tipo diretto. È in questa situazione infatti che un eventuale ostacolo proietta in modo più marcato la sua ombra sui pannelli.

Avevamo spiegato questo fatto dicendo che ciò che si verifica è un ombreggiamento reciproco tra i moduli stessi.

Si vuole ora spiegare più dettagliatamente questo fenomeno, prendendo come esempio le stringhe connesse all'inverter 5.

Lo shed, ovvero la struttura metallica su cui vengono ancorati i pannelli, può ospitare due file di moduli, una alta e una bassa, ed è inclinato di un angolo pari al tilt che si è scelto per i moduli FV. I pannelli dell'inverter in esame sono cablati in stringhe da 19, realizzando una intera stringa sulla parte alta dello shed (stringa superiore) e una intera stringa sulla parte bassa dello shed (stringa inferiore).

Le stringhe che vanno parzialmente in ombra sono presumibilmente quelle inferiori che sono ombreggiate da quelle superiori dello shed precedente.

Nelle seguenti immagini (Fig. 5.21, Fig. 5.22, Fig. 5.23 e Fig. 5.24), con l'utilizzo del programma SketchUp, sono stati rappresentati due shed con la relativa ombra proiettata in alcune ore del pomeriggio.

L'analisi è stata fatta per il giorno 16 Febbraio 2013.

Dall'analisi delle planimetrie risulta un passo tra gli shed dell'inverter 4 pari a 2,94 m. Nella simulazione seguente si è adottato un passo arrotondato a 3 m.

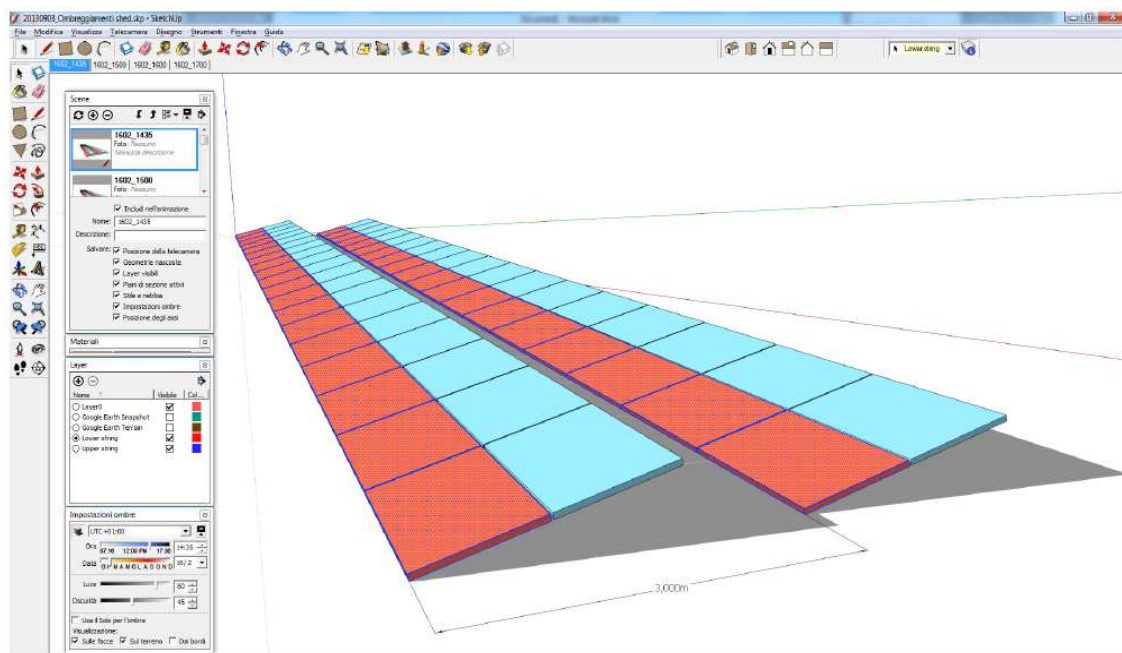



Fig. 5.21 Ombra proiettata dagli shed – stringhe inverter 5, giorno 16 Febbraio 2013, **ore 14:35**

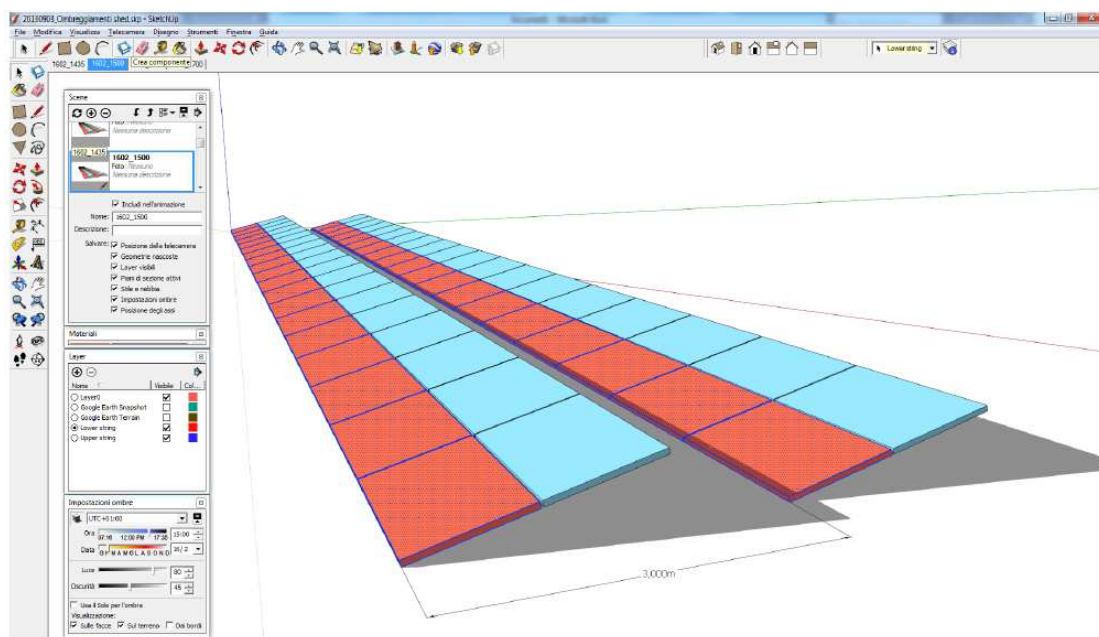



Fig. 5.22 Ombra proiettata dagli shed – stringhe inverter 5, giorno 16 Febbraio 2013, **ore 15:00**

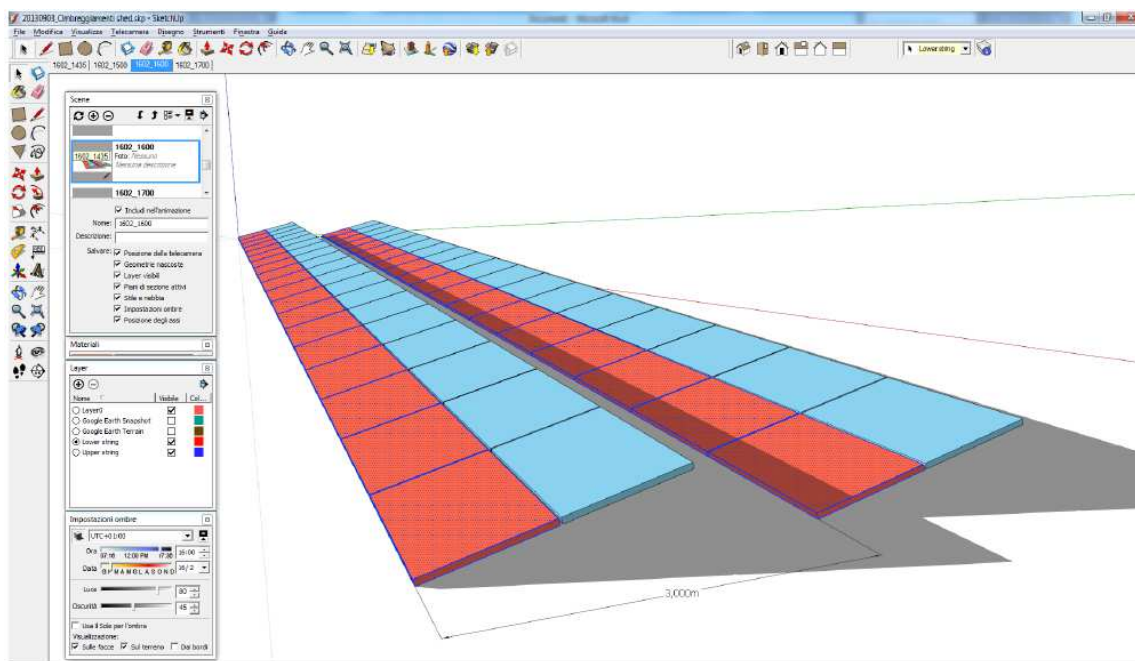



Fig. 5.23 Ombra proiettata dagli shed – stringhe inverter 5, giorno 16 Febbraio 2013, **ore 16:00**

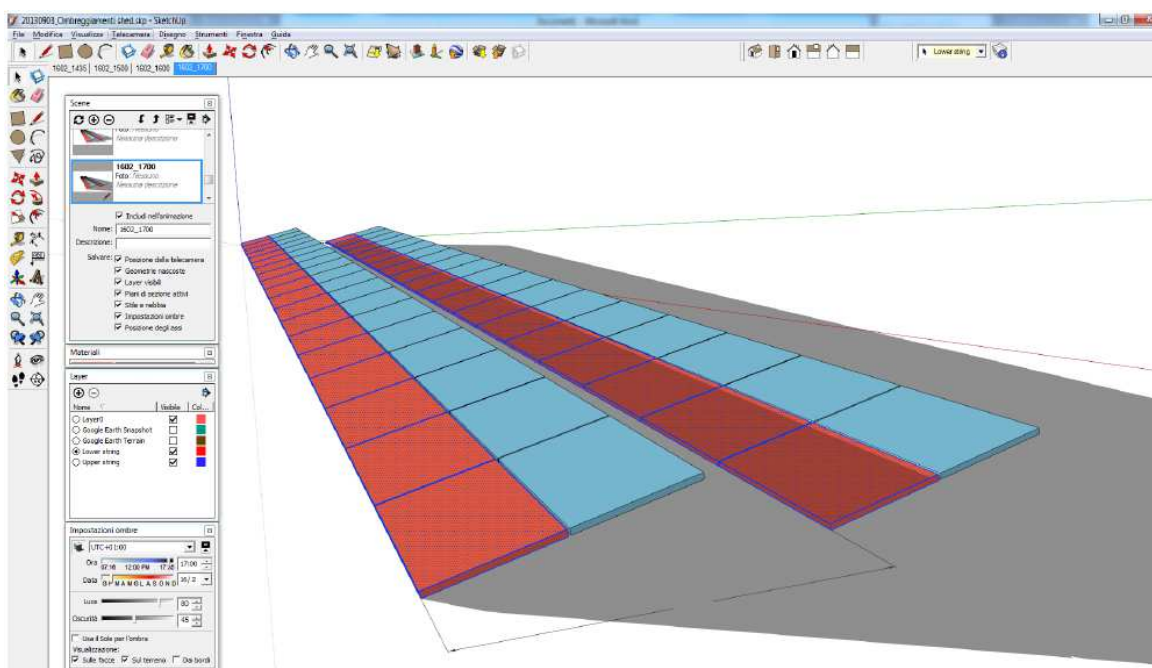



Fig. 5.24 Ombra proiettata dagli shed – stringhe inverter 5, giorno 16 Febbraio 2013, **ore 17:00**

Le immagini ci mostrano chiaramente come la fila di moduli inferiore vada in ombra nel pomeriggio a causa dello shed adiacente, mentre la fila superiore continua a vedere la radiazione solare diretta performando correttamente. Questo spiega il rendimento alternato alto e basso che caratterizza alcuni inverter nei mesi invernali, in giornate soleggiate, soprattutto quando il sole comincia ad abbassarsi.

Calcolando il passo tra gli shed secondo la normativa CEI 82-25 art. 4.3.1, considerando un'altezza dello shed pari a 2 m (dato che ospita due file di moduli Sunrise alti ciascuno 992 mm), un tilt pari a 15° e

un'elevazione del sole sull'orizzonte a mezzogiorno del 21 Dicembre pari a 22,5°, si ottiene un passo di 3,2 m. Questa sarebbe la distanza suggerita dalla normativa.

L'inverter 3 presenta invece un layout differente rispetto a quello appena considerato. Per dimostrare in questo caso il nesso tra l'ombreggiamento alternato che lo caratterizza e la disposizione delle stringhe sugli shed, si prenda come esempio di studio le stringhe connesse alla cassetta C3, rappresentate in Fig. 5.25.

Il suo banco di pannelli solari è costituito da 70 righe di 6 moduli ciascuna, per un totale di 420 moduli, con cui si realizzano le 20 stringhe da 21 moduli che fanno capo alla cassetta C3. Per esempio, la stringa 1 è ottenuta collegando in serie i primi 21 moduli colorati in rosso, la stringa 2 collegando i successivi 21 moduli in azzurro, e così via. Notiamo che la stringa 1 presenta 4 moduli a lato Est e 3 moduli lato Ovest; viceversa la stringa 2 ne presenta 3 a Est e 4 a Ovest. Questo può spiegare il fatto che al mattino la stringa 1 performa meglio della stringa 2. Per lo stesso motivo, la stringa 1, che presenta 3 moduli sul lato Ovest, risente meno della presunta ombreggiatura serale. Questo può spiegare come stringhe adiacenti possono avere prestazioni differenti, al sorgere e al calar del sole.

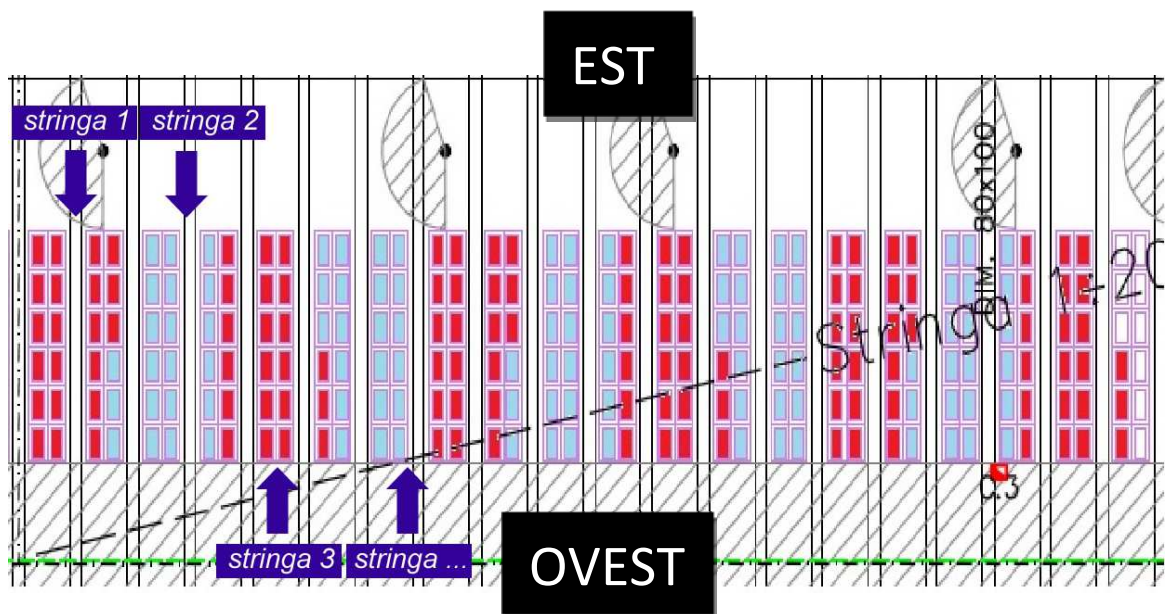



Fig. 5.25 Layout stringhe cassetta C3

5.4 *OSSERVAZIONI CONCLUSIVE SULL'ANALISI DELLE CORRENTI DI STRINGA*

In questo paragrafo si vogliono riassumere tutte le osservazioni più importanti fatte nel corso del presente capitolo.

Sezione "Totalmente Integrata"

Fig. 5.26 Ubicazione inverter appartenenti alla sezione Totalmente Integrata

In Fig. 5.26 è stata evidenziata la sezione Totalmente Integrata.

I campi di stringhe afferenti agli inverter 4, 5, 6, 9, 10 e 11 sono installati su una porzione di tetto sopraelevata. I moduli afferenti all'inverter 3 invece sono montati ad Est dei moduli precedenti, su una porzione di tetto a livello inferiore.

Durante la nostra analisi abbiamo osservato quanto segue:

- Tutti gli inverter presentano fenomeni di ombreggiamento alternato nei mesi invernali, quando il sole presenta un'altezza più bassa. Negli altri mesi invece l'altezza del sole è tale che l'ombra proiettata dalle stringhe superiori dello shed non interessi le stringhe inferiori dello shed successivo.
- Il fenomeno dell'ombreggiamento alternato si ha solo in presenza di luce diretta. Con luce diffusa invece il fenomeno scompare o si attenua sensibilmente.
- Possiamo affermare che l'inverter 3, durante i mesi invernali, presenta un sensibile calo del rendimento nelle ore pomeridiane: nelle prime ore del pomeriggio comincia a farsi sentire l'ombreggiamento reciproco delle stringhe e a partire da una certa ora, c'è l'ombreggiamento da parte del tetto che ne determina un brusco calo delle prestazioni, arrivando a valori prossimi a zero. Quindi nelle giornate in cui il sole è presente prevalentemente di pomeriggio, l'inverter 3 performa peggio di tutti.

- Nell'inverter 3 le stringhe si sviluppano su più file di diversi shed, a differenza degli altri inverter in cui ogni stringa risiede completamente su una sola fila di uno shed. Questo fa sì che, nell'inverter 3, uno shed possa mandare in ombra moduli di una sua stessa stringa presenti in un altro shed, producendo un'alternanza non regolare dei rendimenti in corrente.
- Negli altri inverter invece vanno in ombra alternativamente una stringa si e una no, in maniera regolare. Fanno eccezione, come visto, le stringhe 15, 16, 17 e 18 della cassetta B dell'inverter 10 che, trovandosi all'inizio del tetto, non sono ombreggiate da altre stringhe.
- Le Fig. 5.27 e 5.28 mostrano due casi tipici di irraggiamento con luce diretta e con luce diffusa. Nel primo caso si ha il comportamento di ombreggiamento alternato, nel secondo caso questo si attenua sensibilmente a dimostrazione del fatto che la luce diffusa proviene da ogni direzione e quindi non produce ombre nette.

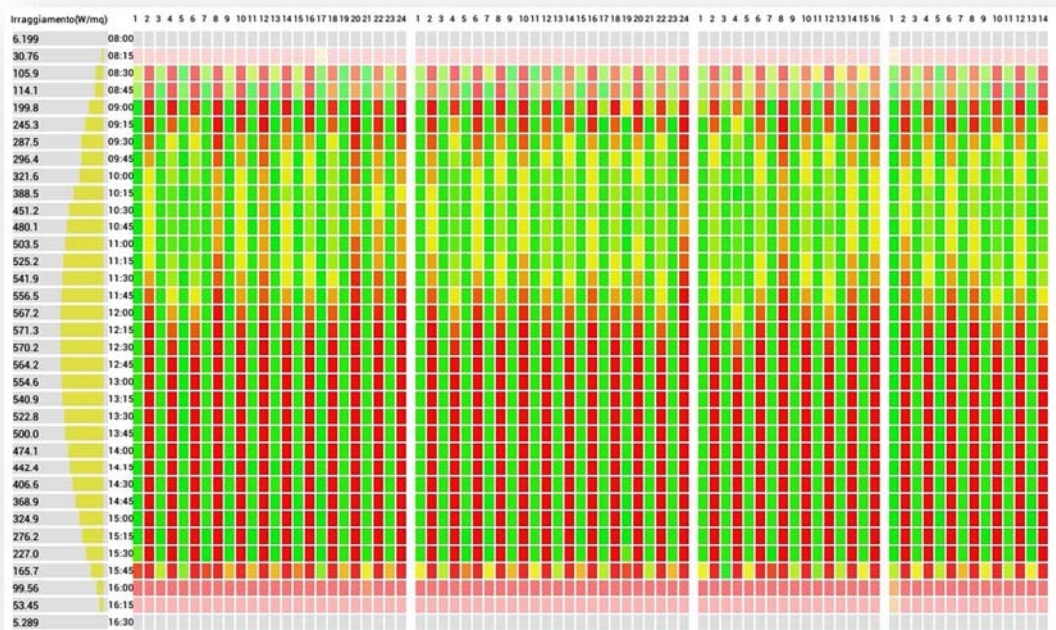



Fig. 5.27 Fenomeno di ombreggiamento alternato con radiazione diretta

Fig. 5.28 Attenuazione fenomeno di ombreggiamento alternato con radiazione diffusa

<u>Sezione “Parzialmente Integrata”</u>

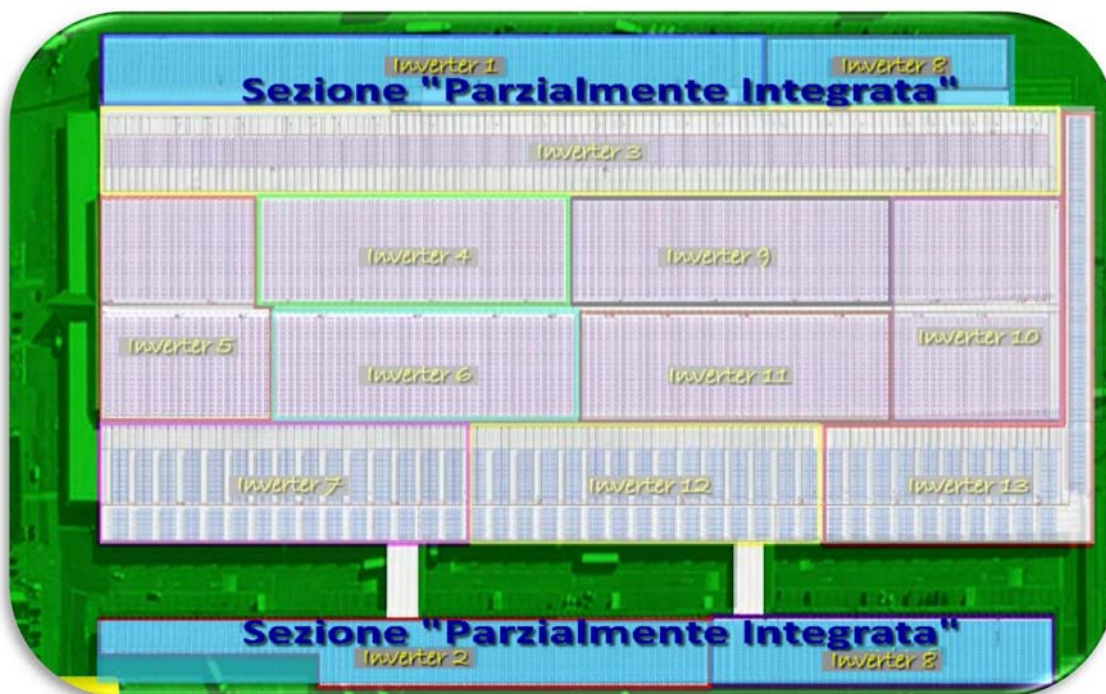



Fig. 5.29 Ubicazione inverter appartenenti alla sezione Parzialmente Integrata

Le stringhe connesse agli inverter 1, 2 e 8, appartenenti a questa sezione (Fig. 5.29), non sembrano presentare particolari comportamenti anomali caratteristici. I bassi valori di PR registrati in alcuni mesi sono prevalentemente stati causati da giornate con basso irraggiamento oppure da mancate produzioni.

In realtà nella stagione invernale presentano fenomeni di ombreggiamento pomeridiani dovuti ad alcuni componenti architettonici del tetto (stringhe lato Est) e ombreggiamenti reciproci delle stringhe (stringhe lato Ovest), i quali però incidono percentualmente meno sulle performance complessive rispetto alle stringhe della sezione “Totalmente integrata”.

Sezione “Non Integrata”

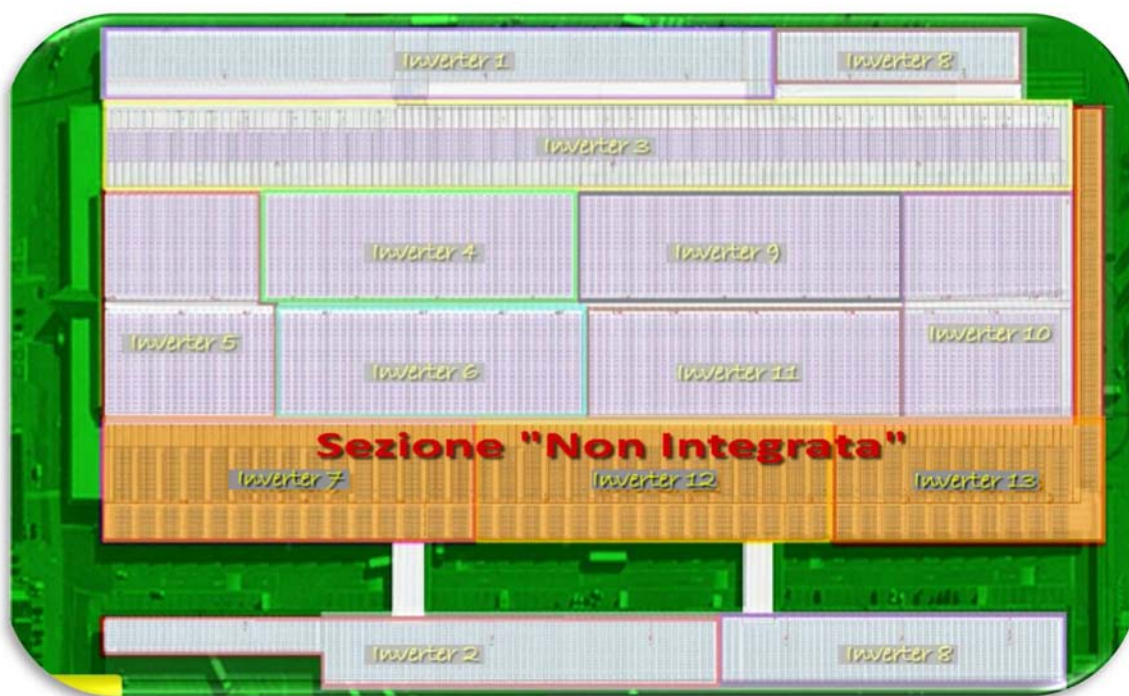



Fig. 5.30 Ubicazione inverter appartenenti alla sezione Non Integrata

Abbiamo già avuto modo di constatare come le stringhe degli inverter appartenenti a questa sezione (inverter 7, 12 e 13 di Fig. 5.30) performino meglio delle altre stringhe dell’impianto grazie al fatto di essere “non integrate”. Ricordiamo che questo tipo di installazione prevede degli shed su cui collocare le stringhe non integrati con la struttura edilizia del tetto. L’installazione consente quindi il passaggio di aria nella parte retrostante il modulo, garantendogli un maggior raffrescamento soprattutto nel periodo estivo.

In realtà anche le stringhe di questi inverter si ombreggiano reciprocamente nelle ultime ore delle giornate invernali, ma hanno una disposizione tale sugli shed da non perdere grandi quantitativi di energia e quindi presentano riduzioni del PR minori di quelle delle stringhe della zona “totalmente integrata”.

Concludiamo con un esempio numerico calcolato utilizzando la APP, significativo delle differenze nelle performance delle tre sezioni in un tipico giorno invernale con luce diretta e sole basso. Tutte le stringhe delle tre sezioni andranno in ombra nelle ore pomeridiane con modalità diverse, dando luogo alle perdite di energia per ombreggiamento riportate in Tabella 5.33. Sono evidenti le migliori performance delle sezioni “Parzialmente integrata” e “Non integrata”.

Tabella 5.33 Percentuale di energia non prodotta dalle stringhe a causa di ombreggiamento - giorno 06 Gennaio 2012

Parz. Integrati			**Total. Integrati**							**Non Integrati**		
Inv 1	*Inv 2*	*Inv 8*	*Inv 3*	*Inv 4*	*Inv 5*	*Inv 6*	*Inv 9*	*Inv 10*	*Inv 11*	*Inv 7*	*Inv 12*	*Inv 13*
33%	30%	29%	50%	44%	43%	44%	41%	40%	43%	36%	33%	34%
31%			**44%**							**34%**		

In Tabella 5.34 vengono riproposti i PR medi mensili per ciascun inverter come essi sono inizialmente. La successiva correzione dei PR con l'eliminazione dei giorni a basso irraggiamento e dei giorni con mancata produzione, nei soli mesi analizzati per ciascun inverter, è riportata invece in Tabella 5.35.

Tabella 5.34 Riepilogo dei PR medi mensili prima della correzione con l'eliminazione di alcuni giorni

PRIMA	**Parzialmente Integrati**			**Totalmente Integrati**							**Non Integrati**		
	PR1 con servizi ausiliari	PR2	PR8 con servizi ausiliari	PR3	PR4	PR5	PR6	PR9	PR10	PR11	PR7	PR12	PR13
Gennaio	72.4%	74.7%	79.5%	64.3%	68.4%	67.6%	68.5%	71.6%	73.7%	69.7%	71.9%	73.5%	74.4%
Febbraio	80.0%	81.9%	87.7%	75.8%	79.1%	78.8%	79.1%	82.7%	84.2%	81.6%	80.7%	82.1%	81.9%
Marzo	82.6%	82.0%	87.7%	79.8%	81.4%	80.8%	81.3%	85.3%	85.7%	84.7%	82.6%	84.6%	84.0%
Aprile	85.5%	84.3%	90.4%	82.7%	83.5%	82.9%	83.3%	86.4%	88.5%	86.6%	84.7%	86.6%	87.0%
Maggio	82.2%	81.2%	86.7%	79.2%	79.5%	79.6%	80.2%	83.8%	84.6%	84.0%	81.9%	84.0%	84.3%
Giugno	82.5%	81.7%	86.2%	79.2%	80.5%	79.8%	80.4%	83.4%	84.3%	84.3%	82.4%	83.9%	84.2%
Luglio	79.0%	78.0%	82.5%	75.2%	77.0%	76.0%	76.7%	79.7%	81.3%	79.4%	79.0%	80.4%	80.6%
Agosto	75.9%	75.9%	79.6%	72.7%	74.8%	73.5%	74.5%	77.7%	79.0%	85.7%	76.9%	78.8%	79.1%
Settembre	81.2%	80.2%	85.1%	77.9%	79.4%	78.0%	78.9%	83.2%	84.0%	87.0%	79.9%	82.5%	82.9%
Ottobre	79.1%	78.6%	84.6%	75.2%	77.1%	76.6%	77.4%	79.4%	82.0%	80.5%	78.9%	80.2%	80.6%
Novembre	69.3%	69.4%	74.2%	65.3%	66.8%	66.8%	66.9%	69.2%	68.7%	66.5%	70.1%	69.8%	69.3%
Dicembre	68.6%	69.3%	78.8%	58.7%	59.4%	61.6%	60.4%	65.3%	67.8%	66.5%	69.2%	71.8%	72.4%

Tabella 5.35 Riepilogo dei PR medi mensili dopo la correzione con l'eliminazione di alcuni giorni e PR totale dell'impianto

DOPO	Parzialmente Integrati			Totalmente Integrati							Non Integrati		
	PR1$_{con}$ servizi ausiliari	PR2	PR8$_{con}$ servizi ausiliari	PR3	PR4	PR5	PR6	PR9	PR10	PR11	PR7	PR12	PR13
Gennaio	72.4%	74.7%	79.5%	64.6%	69.3%	68.5%	69.4%	71.6%	73.7%	70.6%	71.9%	73.5%	74.4%
Febbraio	80.0%	81.9%	87.7%	75.8%	79.1%	78.8%	79.1%	82.7%	84.2%	81.6%	80.7%	82.1%	81.9%
Marzo	82.6%	82.0%	87.7%	79.8%	81.4%	80.8%	81.3%	85.3%	85.7%	84.7%	82.6%	84.6%	84.0%
Aprile	85.5%	84.3%	90.4%	82.7%	83.5%	82.9%	83.3%	86.4%	88.5%	86.6%	84.7%	86.6%	87.0%
Maggio	82.2%	81.2%	86.7%	79.2%	79.5%	79.6%	80.2%	83.8%	84.6%	84.0%	81.9%	84.0%	84.3%
Giugno	82.5%	81.7%	86.2%	79.2%	80.5%	79.8%	80.4%	83.4%	84.3%	84.3%	82.4%	83.9%	84.2%
Luglio	79.0%	78.0%	82.5%	75.2%	77.0%	76.0%	76.7%	79.7%	81.3%	79.4%	79.0%	80.4%	80.6%
Agosto	75.9%	75.9%	79.6%	72.7%	74.8%	73.5%	74.5%	77.7%	79.0%	85.7%	76.9%	78.8%	79.1%
Settembre	81.2%	80.2%	85.1%	77.9%	79.4%	78.0%	78.9%	83.2%	84.0%	87.0%	79.9%	82.5%	82.9%
Ottobre	79.1%	78.6%	84.6%	75.2%	77.1%	76.6%	77.4%	79.4%	82.0%	80.5%	78.9%	80.2%	80.6%
Novembre	75.1%	75.1%	74.2%	70.0%	73.0%	72.8%	73.1%	77.0%	78.7%	75.6%	70.1%	77.2%	76.3%
Dicembre	70.0%	70.9%	78.8%	61.8%	66.2%	66.7%	66.9%	70.5%	72.7%	72.2%	72.3%	71.8%	72.4%
Media 2012	78.8%	78.7%	83.6%	74.5%	76.7%	76.2%	76.8%	80.1%	81.6%	81.0%	78.4%	80.5%	80.6%
Media sezioni	80.4%			78.1%							79.9%		
Media impianto	**79.4%**												

La formattazione condizionale consente di vedere come, grazie alla correzione operata ai PR, per ogni mese, tutti gli inverter parzialmente integrati e non integrati, e i soli inverter 9, 10 e 11 totalmente integrati, presentano PR superiori al limite minimo scelto del 70%. Per gli inverter 3, 4, 5 e 6, invece, l'unico mese che ha superato il limite minimo è stato Novembre. Gennaio e Dicembre hanno migliorato i loro valori del PR, pur continuando a restare al di sotto della soglia minima.

Volendo guardare le performance di un campo di stringhe in termini intrinseci, ovvero trascurando cause esterne quali le condizioni meteo, un blocco impianto, la mancanza di rilevazione dati ecc. e considerando invece la bontà propria del campo di stringhe (che è quanto è stato fatto in Tabella 5.34), possiamo concludere che le stringhe connesse agli inverter 3, 4, 5 e 6 hanno delle caratteristiche strutturali tali da presentare, in tutto il corso dell'anno, prestazioni inferiori rispetto alle altre stringhe dell'impianto.

Nel Paragrafo 5.1 dedicato alle ore equivalenti di energia avevamo già concluso che questi quattro inverter hanno una produzione di energia, in termini di ore equivalenti, inferiore agli altri, e si erano infatti piazzati agli ultimi posti nella graduatoria di merito stilata alla fine.

Il **PR complessivo dell'impianto per il 2012** risulta pari a **79,4%**. Ricordiamo che si tratta di una stima ottimistica in quanto la correzione in temperatura dell'energia attesa è stata fatta tenendo conto dei valori di temperatura medi giornalieri e non istantanei. Questo porta a valori tendenzialmente maggiori del PR. Inoltre sono stati esclusi dal computo del PR i giorni di non produzione o di mancato rilevamento dei dati.

6 SVILUPPO DI UNA APP PER L'ANALISI DELLE PRESTAZIONI

L'analisi delle varie grandezze in gioco, nello studio di un impianto fotovoltaico, viene spesso fatta utilizzando valori medi in un certo periodo di tempo (giorno, settimana, mese). Questo approccio spesso non consente di indagare nel dettaglio valori che risultino lontani dalle aspettative, per esempio un rapporto PR troppo basso in una giornata di sole. Si rende necessario in questi casi ricorrere ad un'analisi più dettagliata, fatta su intervalli di tempo minimi, per esempio sul quarto d'ora, in modo da avere a disposizione i valori delle grandezze praticamente istantanei e non mediati. Il database del portale Energy Sentinel PV contiene tutte le informazioni necessarie per un'analisi a livello del minuto.
Per dare un'idea della mole di dati in gioco ricordiamo che l'impianto è composto da 13 inverter a cui fanno capo 47 cassette di campo collegate globalmente a 948 stringhe di moduli di varia lunghezza. Per ognuna di queste stringhe vengono memorizzati, ogni minuto, i valori di corrente; vengono registrati inoltre i valori di tensione e di temperatura di tutte le cassette di campo.
Quando si intende indagare su un valore di PR basso può essere necessario studiare il comportamento del sistema nell'arco di una giornata utilizzando intervalli di tempo dell'ordine del quarto d'ora. Usualmente per un'analisi di tale tipo si fa ricorso alle tabelle e ai grafici messi a disposizione dal portale, oppure si effettua un'esportazione di dati su Excel in modo da poter sfruttare eventualmente le sue funzioni e volendo le sue macro in VBA (Visual Basic for Applications). In ogni caso questo comporta la manipolazione di tabelle di dimensioni enormi e di non facile gestione.
Queste considerazioni ci hanno suggerito l'idea di sviluppare una APP per tablet, in grado di automatizzare alcuni processi di calcolo per aiutarci in questa analisi.

Per esaminare in dettaglio le performance di un inverter è necessario studiare le correnti delle sue stringhe. Un inverter può mostrare scarse prestazioni perché alcuni moduli delle stringhe a cui è collegato sono in ombra o presentano anomalie di funzionamento. Il valore di corrente di una stringa è un indice della sua performance. Ci è sembrato quindi opportuno predisporre una rappresentazione visiva delle stringhe e del loro funzionamento nell'arco di una giornata che fosse legata alla loro corrente istantanea. Avevamo inoltre bisogno di un indice di efficienza, comune a tutte le stringhe, indipendente dal modello del modulo (ricordiamo che l'impianto in esame utilizza tipi di moduli diversi).
Tale indice può essere rappresentato dal rapporto tra la corrente misurata e la corrente attesa per un dato valore dell'irraggiamento, valore quest'ultimo che fa riferimento alla corrente nominale di massima potenza del modulo.
Abbiamo quindi rappresentato graficamente le stringhe nella APP e per dare un'idea dell'evolversi delle loro prestazioni in corrente durante l'arco della giornata, abbiamo utilizzato il colore, passando da un verde per indicare buoni valori di tale rapporto ad un rosso a significare lo scadimento delle prestazioni della stringa. Nella Fig. 6.1, ad esempio, sono mostrate le stringhe di una cassetta dell'inverter 4 durante

il loro funzionamento in un momento di scarso irraggiamento. Sono evidenti le diverse performance contrassegnate da diversi colori.

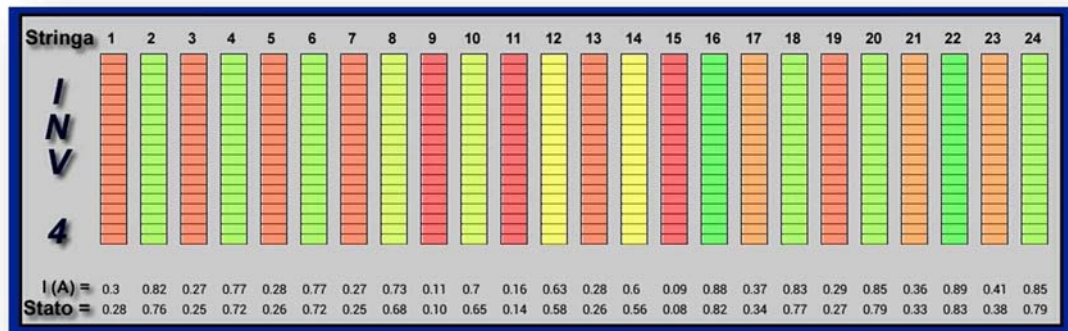



Fig. 6.1 Rappresentazione con diversi colori delle performance delle stringhe

Commentiamo brevemente le funzionalità della APP, utilizzando alcuni snapshot.
La APP è stata scritta utilizzando il linguaggio B4A (Basic For Android), che è un derivato del linguaggio Basic che viene compilato direttamente dall'IDE, nel linguaggio Java di Android Google. Per la gestione dei dati si è utilizzato un database SQLite, usualmente utilizzato negli applicativi Android, che contiene al suo interno tutte le funzionalità per la gestione dei dati senza dover far ricorso ad un server.
Nel suo funzionamento ottimale l'applicazione dovrebbe collegarsi al database del portale Energy Sentinel ed eseguire le query, recuperando in tempo reale i dati di cui ha bisogno. Poiché questo non è stato possibile, abbiamo scaricato tutti i dati necessari, relativi all'anno 2012 nel database SQLite, memorizzato nel tablet.
L'applicazione si propone di consentire un'analisi semplice delle correnti di stringa, permettendone una valutazione qualitativa e quantitativa delle performance, con pochi clic.
A nostro avviso, uno dei grossi vantaggi della APP è dato dalla possibilità di analizzare le correnti di stringa nell'arco di intere giornate, e di effettuare comparazioni tra diversi inverter, in pochi minuti, mentre la stessa analisi fatta utilizzando Excel avrebbe richiesto molto più tempo in manipolazioni manuali.

L'interfaccia utente è molto amichevole e intuitiva.
In Fig. 6.2 è visibile la schermata iniziale della APP. L'immagine mostra il layout dell'impianto visto dall'alto; sono visibili i 13 campi di stringhe afferenti ai corrispondenti inverter.

Fig. 6.2 Schermata iniziale della APP

Selezionato uno degli inverter e impostato un intervallo di analisi, premendo il pulsante “Analisi Correnti”, si entra nella schermata di Fig. 6.3.

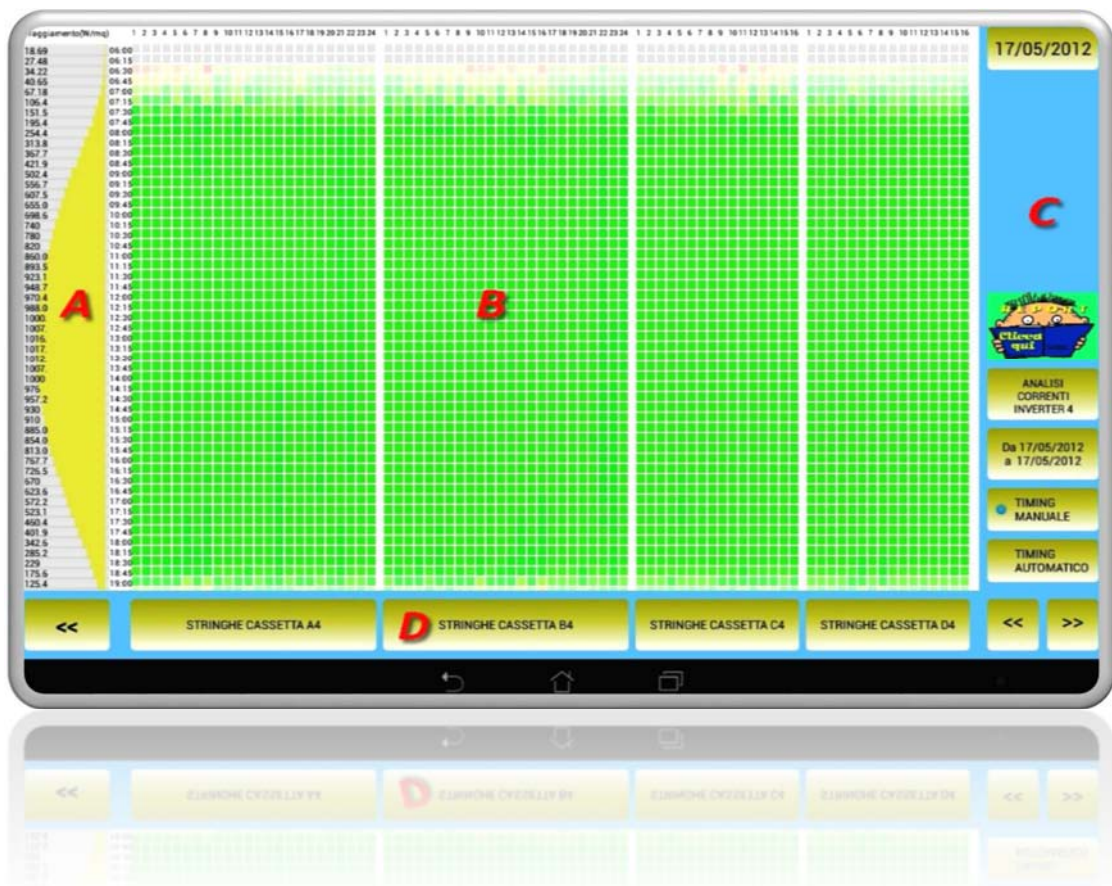



Fig. 6.3 Schermata per analisi correnti di stringa

Nella **zona A** è rappresentato l'irraggiamento (espresso in W/m^2), nell'arco della giornata, con intervalli del quarto d'ora. L'irraggiamento è mostrato sia numericamente che graficamente con delle barre gialle orizzontali, la cui lunghezza è proporzionale all'intensità.

Di default i valori utilizzati sono quelli del solarimetro Est prelevati dal portale di monitoraggio.

La rappresentazione grafica dell'irraggiamento serve per farsi immediatamente un'idea del suo andamento durante la giornata, in modo da interpretare in maniera più agevole le informazioni contenute nella zona B, che andiamo a descrivere.

La **zona B** contiene le stringhe afferenti all'inverter in esame, suddivise nelle cassette di parallelo.

Ogni quadratino colorato rappresenta lo stato della stringa in un determinato quarto d'ora.

Una riga di quadratini rappresenta lo stato di tutte le stringhe afferenti ad un determinato inverter, in un certo momento della giornata.

Una sequenza verticale di quadratini rappresenta invece l'andamento in corrente di una singola stringa di moduli nell'arco della giornata in esame.

Si è utilizzata una formattazione condizionale, legando il valore del rapporto $\frac{I_{misurata}}{I_{attesa}}$ al colore del quadratino, secondo una scala di colori verde-arancione-giallo-rosso, per indicare il passaggio da valori del rapporto prossimi all'unità (verde acceso) a valori prossimi a zero (rosso cupo).

Nella figura seguente (Fig. 6.4) presentiamo un esempio significativo di una campo di stringhe che presenta problemi di ombreggiamento. I quadratini colorati in rosso stanno ad indicare che, in quei momenti, la corrente che li percorre è sensibilmente inferiore alla corrente attesa. Il rendimento in corrente quindi è basso e questo può essere indicativo di problemi di varia natura. Si vuole precisare che il colore di ogni singolo quadratino non è necessariamente legato al valore dell'irraggiamento presente in quell'istante, ma rappresenta un indice della produttività della stringa.

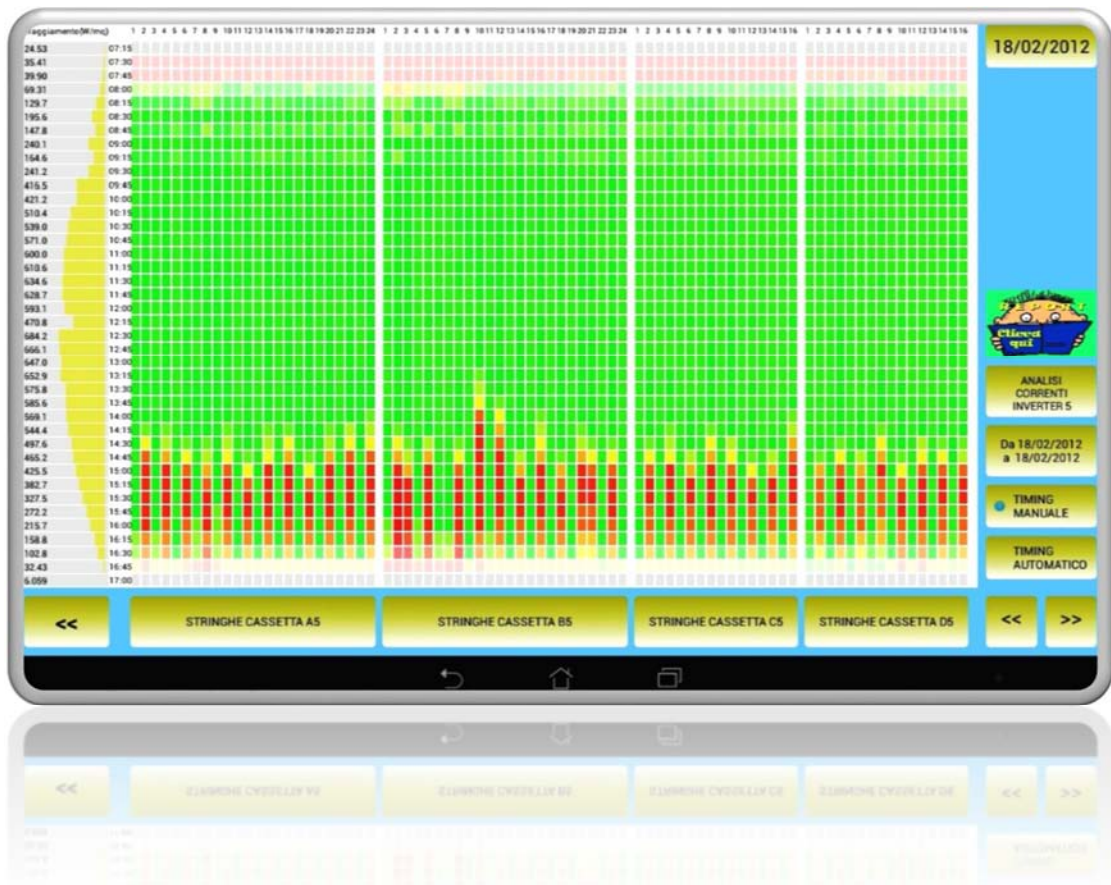



Fig. 6.4 Esempio di giornata con ombre

Da una semplice analisi qualitativa dell'immagine è possibile notare che, a partire dalle 14:30, il colore delle stringhe è alternativamente verde e rosso. Questo sta a indicare che il rendimento di stringhe adiacenti presenta valori alti e bassi, quindi le stringhe si fanno ombra reciprocamente come già visto nel capitolo precedente.

Nei periodi iniziali e finali della giornata ed in generale quando l'irraggiamento scende sotto i 20 W/m^2, le celle vengono colorate di grigio semitrasparente ad indicare che in quelle condizioni non è attesa produzione di corrente. Via via che l'irraggiamento sale, il grado di trasparenza delle celle diminuisce, e queste cominciano ad assumere il colore corrispondente al loro rendimento in corrente istantaneo.

Questo è stato fatto in quanto per bassi valori dell'irraggiamento questi rendimenti sono affetti da un grande errore e si riferiscono a quantità di energia messa in gioco pressoché nulle.

Le stringhe si colorano di rosso quando la corrente che esse generano scende parecchio al di sotto del valore atteso in presenza di un determinato livello di irraggiamento. Se in presenza di irraggiamento non trascurabile, una stringa appare colorata di rosso, le cause possono essere tre:

a) la stringa è andata in ombra a causa di un ostacolo, che si frappone tra lei e il sole;
b) la stringa sta funzionando male;
c) il sistema di acquisizione dati non ha rilevato i valori delle correnti.

Negli ultimi due casi la diagnosi è abbastanza semplice in quanto i valori delle correnti tipicamente risultano nulli, quindi il report di warning della APP è in grado di segnalare questa tipologia di malfunzionamento (Fig. 6.5). Nella figura sono evidenti le sottostanti stringhe di colore rosso ad indicare il rendimento in corrente nullo.

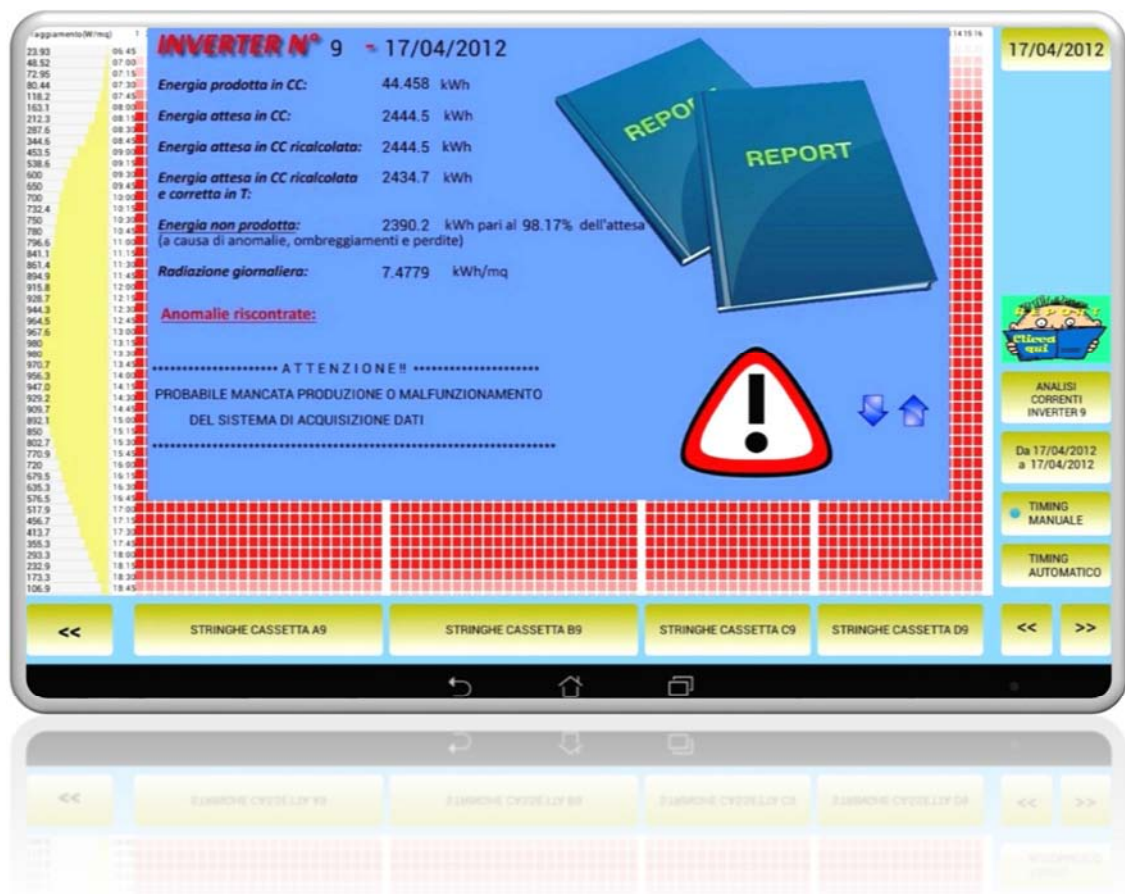



Fig. 6.5 Schermata di warning corrispondente ad una mancata produzione o mancanza dati

La **zona C** contiene il pannello con i pulsanti e le labels che permettono di:

- visualizzare la data del giorno in esame;
- visualizzare l'ora nella simulazione modalità *"analisi cassetta"*;
- visualizzare le icone meteo;

- attivare il pannello report con il resoconto della diagnosi fatta sull'inverter nella giornata;
- attivare l'analisi delle correnti;
- impostare il periodo di osservazione;
- scegliere tra funzionamento manuale e automatico: il tempo può essere fatto scorrere manualmente utilizzando i due pulsanti "<<" e ">>", oppure viene attivato un timer che esegue una scansione automatica dei quarti d'ora con un passo temporale prestabilito;
- scorrere i giorni avanti e indietro nella modalità *"analisi correnti"* e scorrere i quarti d'ora nella modalità *"analisi cassetta"*, nel periodo di tempo selezionato.

La **zona D** contiene i pulsanti per attivare la modalità cassetta e il pulsante stop per tornare alla schermata del layout dell'impianto. Nella modalità *"analisi cassetta"* vengono visualizzate le stringhe della cassetta di parallelo selezionata e se ne osserva la variazione del rendimento di corrente con frequenza pari al quarto d'ora (si veda Fig. 6.6). La scansione temporale può essere effettuata manualmente o automaticamente, utilizzando i pulsanti del pannello C.

Fig. 6.6 Schermata della APP in modalità *"analisi cassetta"*

Nella modalità “analisi cassetta” vengono rappresentate, per un determinato quarto d’ora, le stringhe della cassetta selezionata formattate con lo stesso criterio utilizzato per le stringhe della precedente schermata. In questo caso però sono presenti anche i valori di corrente di ogni stringa e i valori numerici del rapporto $\frac{I_{misurata}}{I_{attesa}}$ in corrispondenza della riga chiamata “Stato”. Nel pannello di destra (zona C) è possibile leggere la data corrente, l’orario, avere un’indicazione visiva delle condizioni metereologiche e leggere il valore dell’irraggiamento. Nella parte centrale della schermata viene riportato il rendimento in corrente medio eloquentemente commentato da una simpatica smile.
Sono disponibili 6 espressioni smile, associate a 6 livelli del rendimento.

Per determinare le condizioni metereologiche nell’arco della giornata, rappresentate dall’icona meteo nel pannello C, sono stati inseriti nella APP i profili tipici di irraggiamento (ogni quarto d’ora) per ogni mese dell’anno, relativi ad un giorno di cielo sereno. Si è deciso che, in un determinato istante, il sole fosse libero oppure più o meno coperto a seconda del valore dell’irraggiamento presente rapportato all’irraggiamento tipico. Questo sistema non è infallibile, ma dà un’idea abbastanza buona delle probabili condizioni meteo dell’intervallo di tempo preso in esame.

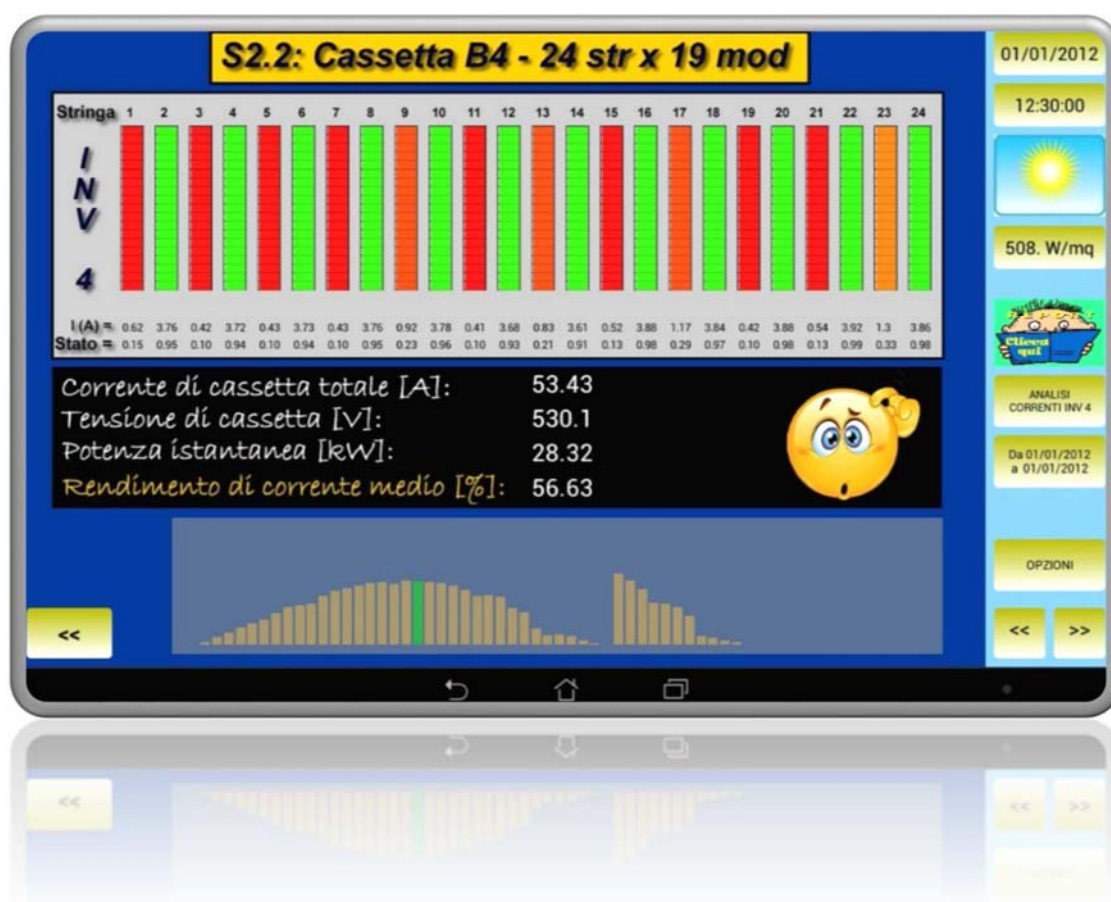



Fig. 6.7 Altro esempio di schermata in modalità “analisi cassetta”

Nella Fig. 6.7 vediamo un esempio molto istruttivo relativo all'inverter 4 cassetta B, fotografato nel suo comportamento alle ore 12:30 del primo Gennaio 2012. È evidente il rendimento alternato delle stringhe e se ne ha anche un'indicazione in termini numerici, con valori di rendimento in corrente che passano da 0,1 a 0,9, indicando in tal modo il totale ombreggiamento della stringa inferiore alternato al perfetto funzionamento della stringa superiore dello shed. Il tutto ci dà un rendimento in corrente complessivo medio pari al 56,6%, il che provoca l'espressione perplessa della smile. Si noti che, in quest'ora, viene mostrato un irraggiamento di circa 509 W/m^2, valore mensile vicino a quello tipico di quell'ora, il che lascia supporre che si trattasse di una giornata con cielo quasi sereno o parzialmente coperto, come mostra l'icona meteo.

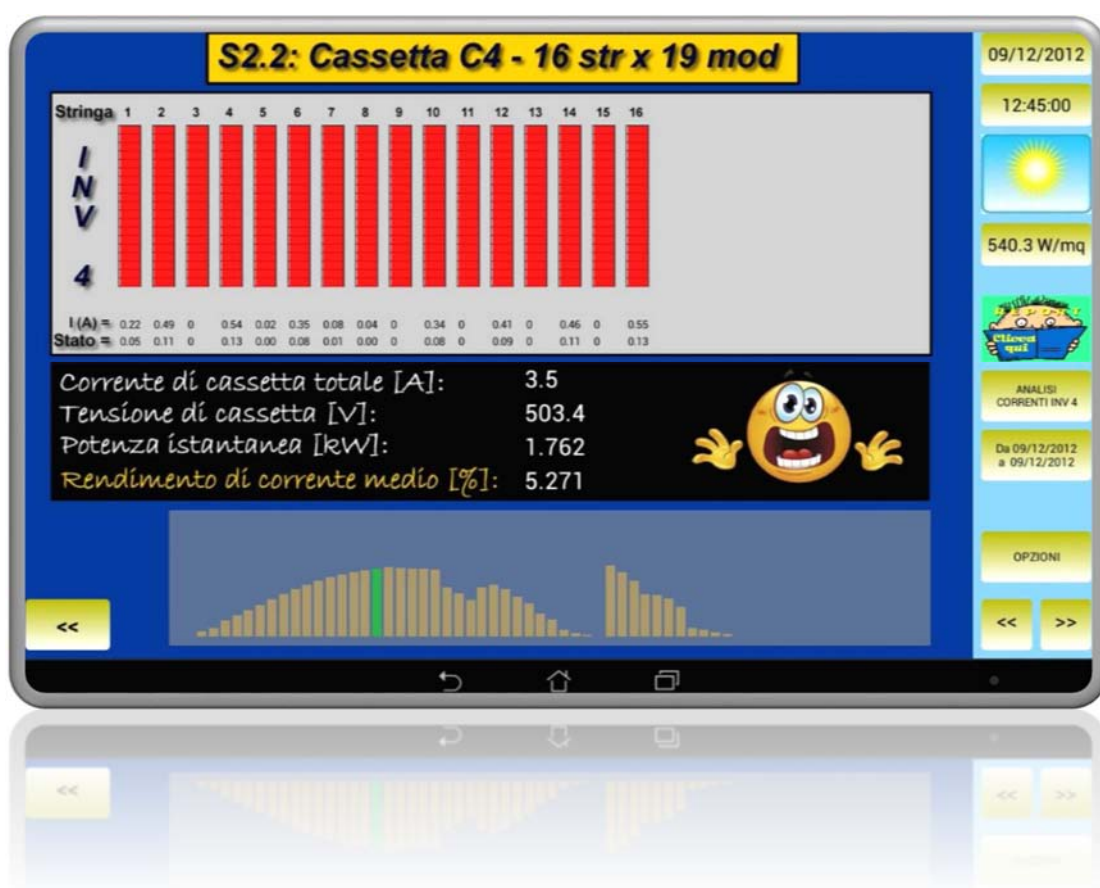



Fig. 6.8 Altro esempio di schermata in modalità "analisi cassetta"

Con quest'ultima immagine (Fig. 6.8) rappresentiamo il caso tipico di una mancata produzione dell'inverter in una giornata con alta radiazione solare. L'immagine non necessita di ulteriori commenti.

6.1 IL REPORT DELLA APP

La APP esegue anche alcuni calcoli. Per ogni quarto d'ora in esame, vengono sommate tutte le correnti di stringa misurate delle cassette di parallelo ottenendo la corrente totale di cassetta.

$$I_{cassetta} = \sum I_{stringa_misurata}$$

dove $I_{stringa_misurata}$ è un dato prelevato dal portale.

Questa corrente viene moltiplicata per la tensione di cassetta rilevata sempre dal CM2 presente nelle cassette di campo. Tale tensione è la somma dei moduli in serie di una stringa ed è la stessa per tutte le stringhe dato che sono in parallelo.

Moltiplicando la corrente totale per tale tensione si ottiene la potenza del gruppo di stringhe in corrente continua in quel quarto d'ora. Dividendo per 4000 si ottengono i kWh di energia elettrica prodotta in CC in quell'intervallo di tempo.

Abbiamo che:

$$E_{cassetta}\ [kWh] = \frac{I_{cassetta}\ x\ V_{cassetta}}{4000}$$

Sommando tale risultato per tutti i quarti d'ora di funzionamento dei pannelli FV si ottiene l'energia generata in un giorno da una cassetta. Sommando poi le energie delle cassette facenti capo ad un inverter si ottiene l'energia elettrica giornaliera prodotta in CC dai moduli connessi ad un particolare inverter. Questa nel report viene chiamata ***Energia prodotta in CC***.

Accanto a questo valore la APP calcola anche la cosiddetta ***Energia attesa in CC***. Per il calcolo dell'energia attesa si considera la *corrente attesa*, ricavata dalla formula che qui riportiamo:

$$I_{attesa} = \frac{Irraggiamento}{1000}\ x\ I_{nominale_MPP}$$

dove $I_{nominale_MPP}$ è la corrente nominale di massima potenza del modulo espressa in Ampere, e la *tensione nominale di stringa* che risulta data dalla tensione nominale di massima potenza del modulo per il numero di moduli della stringa. Il prodotto tra queste due grandezze fornisce la potenza di stringa attesa, che divisa per 4000 dà il valore dell'energia di stringa attesa.

$$V_{cassetta_nominale} = V_{nominale_MPP}\ x\ N_{moduli}$$

$$E_{cassetta_attesa}\ [kWh] = \frac{I_{attesa}\ x\ V_{cassetta_nominale}}{4000}$$

Sommando come fatto per l'energia prodotta si ottiene l'energia attesa a livello di inverter.

Come già detto la APP esegue la correzione in temperatura dell'energia attesa.

Tale correzione è stata fatta a livello di quarti d'ora considerando le temperature istantanee dei moduli inviate al portale dal sistema di acquisizione dati. Come già visto, il fatto di aver usato valori istantanei e non mediati nell'arco delle 24 ore ha portato a decurtazioni a volte molto sensibili dell'energia attesa, rispetto a quella calcolata utilizzando valori medi giornalieri della temperatura. Per il calcolo della correzione in temperatura si è usata la formula (6.1) canonica prevista dalla guida CEI 82-25 di seguito riportata, utilizzata solo per valori di temperatura dei moduli al di sopra dei 40°C:

$$E_{attesa_corretta} = E_{attesa}\ x\ [1 - \alpha(T - 40)] \quad (6.1)$$

dove α è il coefficiente di temperatura caratteristico dei moduli espresso in $\frac{\%}{°C}$ e T è la temperatura dei moduli in °C.

Altra grandezza calcolata dal report è la cosiddetta ***Energia attesa ricalcolata***. Ricordiamo che per valori medio-bassi dell'irraggiamento, l'indicazione del solarimetro è risultata essere sottostimante. La APP provvede dunque ad un riesame dell'irraggiamento nel modo ora descritto, secondo quanto già evidenziato nel Capitolo 4.

Si parte dal presupposto che la corrente erogata da un modulo, esposto al sole senza cause di disturbo quali ombre e malfunzionamenti vari, è proporzionale all'irraggiamento tramite il valore della corrente nominale di massima potenza, come già visto per la corrente attesa. Per ogni campo di stringhe quindi (composto da un numero di stringhe che va da 64 a 80) si sono prese le 10 stringhe che performano meglio, cioè quelle che in quel determinato momento stanno erogando la corrente maggiore. Di queste 10 stringhe selezionate è stata fatta la media in corrente e sono state eliminate eventuali stringhe che avevano un valore sensibilmente distante dalla media. Si è ricalcolata la media e questa è stata assunta come corrente attesa in quel determinato istante. Da questo valore di corrente si è ricalcolato l'irraggiamento di quel momento.

Determinati i nuovi valori di corrente attesa è stato possibile calcolare quella che la APP chiama Energia attesa in CC ricalcolata, con dei passaggi del tutto analoghi a quelli visti per il calcolo dell'energia attesa. Su questo valore dell'energia attesa calcolata viene operata la correzione in temperatura ottenendo come risultato dei valori di energia attesa ricalcolata e corretta perfettamente in linea con i valori di energia misurata a valle dell'inverter. Tale energia viene chiamata nella APP ***Energia attesa in CC ricalcolata e corretta in T***.

Osserviamo che prima della correzione suddetta i valori del rendimento di corrente di stringa superavano spesso il 100%, soprattutto nelle condizioni di irraggiamento medio-basso, a causa del valore sottostimato di quest'ultimo misurato dal solarimetro, a cui veniva fatta corrispondere una corrente attesa troppo piccola. Il ricalcolo della corrente attesa ha sanato questa situazione soprattutto nei valori di irraggiamento medio-basso, mentre per valori medio-alti dell'irraggiamento la correzione non è stata necessaria poiché il solarimetro dà un'indicazione già esatta dell'irraggiamento.

Infine nel report è presente la voce ***Anomalie riscontrate*** in cui vengono riportate le cause che hanno prodotto eventuali rendimenti in corrente ridotti. Abbiamo già visto in precedenza un caso di warning relativo ad una mancata produzione dell'inverter 9 (Fig. 6.5).

7 CONCLUSIONI

L’analisi fatta ci ha permesso di concludere che gli strumenti per misurare la radiazione sono insufficienti e inadeguati. Inoltre l’attestata scarsa sensibilità del solarimetro alla radiazione diffusa è una fonte di errore nella determinazione delle energie attese, da cui derivano i parametri di performance. A nostro avviso sarebbe stato opportuno utilizzare dei piranometri in sostituzione o in aggiunta ai solarimetri.

Rimane il fatto che il PR non viene utilizzato come indice nel contratto di garanzia per cui può sembrare poco utile la ricerca di un suo valore corretto. In realtà a nostro parere il PR è un ottimo indice dello stato di salute dell’impianto ed è quindi uno strumento che conserva anche in questo caso la sua validità. Infatti partendo dall’analisi dei PR bassi siamo arrivati, indagando nel dettaglio, ad individuare le cause di ridotta performance di alcuni inverter. Come abbiamo visto si tratta essenzialmente di fenomeni di auto-ombreggiamento dovuti alla disposizione ravvicinata degli shed, tipica dell’alta concentrazione di moduli in un’area.

Il valore del PR, in ultima analisi, depurato dei dati legati a mancanze di produzione o mancanze di rilevazione dei dati, è un ottimo indice dell’ombreggiamento e del grado di pulizia dei moduli. La pulizia dei moduli è un parametro su cui si può agire a livello di manutenzione. L’ombreggiamento invece spesso è legato a parametri strutturali, non più modificabili, dei quali si può solo prendere atto.

L’ombreggiamento reciproco delle stringhe è un fenomeno inevitabile nelle ore mattutine e pomeridiane dei giorni invernali e può essere più o meno accentuato a seconda della disposizione delle stringhe sugli shed e del passo tra gli shed stessi. Abbiamo visto nel Capitolo 5 Paragrafo 3 che per quanto riguarda l’inverter 4 (e lo stesso discorso si può fare per tutti gli altri inverter della stessa sezione) si è utilizzato un passo tra gli shed un po’ inferiore rispetto a quello suggerito dalla norma CEI 82-25. Questo provoca le percentuali di perdita rilevate per ombreggiamento nella stagione invernale, situazione che si prolunga anche in parte della stagione primaverile e autunnale. Un’alta densità dei moduli comunque compensa, con la produzione estiva, le perdite nella bassa stagione.

Abbiamo visto nel Paragrafo 5.4 che il PR globale dell’impianto per l’anno 2012 è 79,4%. Abbiamo visto inoltre che questa stima è ottimistica. In queste condizioni l’impianto ha prodotto nel 2012 5,25 GWh di energia AC (includendo la quota degli ausiliari), contro i 4,9 GWh che era il valore da garantire. Quindi l’impianto, con le condizioni di insolazione del 2012, è stato in grado di produrre il 7,2% in più dell’energia garantita.

8 RINGRAZIAMENTI

Posso dire che non è per nulla facile citare e ringraziare, in poche righe, tutte le persone che hanno contribuito alla nascita e allo sviluppo di questa tesi di laurea magistrale: chi con una collaborazione costante, chi con un supporto morale o materiale, chi con consigli e suggerimenti o solo con parole di incoraggiamento. Sono stati in tanti a dare il proprio apporto alla mia carriera universitaria e a questo lavoro.

La mia gratitudine va a tutto il personale della Galileia per la cordialità con cui sono stata accolta e per l'atmosfera serena e piacevole che ha accompagnato la mia prima esperienza in un ambiente di lavoro. In particolare voglio rivolgere un ringraziamento speciale: all'ingegner Alessandro Sacco che, grazie alle sue preziosissime conoscenze in materia, ha sempre saputo consigliarmi ed aiutarmi a risolvere i non pochi problemi incontrati nel corso di questa analisi; al professor Arturo Lorenzoni che, in qualità di relatore, ha sempre trovato il tempo per ascoltarmi e darmi suggerimenti utili per indirizzare il mio lavoro di progetto e di tesi.

Ringrazio inoltre i docenti e gli assistenti del corso di laurea in Ingegneria Energetica dell'Università di Padova, per gli insegnamenti ottenuti dalle loro lezioni in questi duri ma formativi anni di vita universitaria e per avermi fornito strumenti fondamentali per il mio futuro professionale.

Ringrazio immensamente mio padre, che per tutti questi anni di studio è stato per me un collega, un amico, che non ha mai fallito nell'aiutarmi a vincere le sfide che mi si presentavano e con il quale spero di condividere altre future esperienze di lavoro; ringrazio mia madre, che si può definire una mamma con la M maiuscola, che ha sopportato tutti i miei sfoghi e i miei momenti di debolezza senza battere ciglio.

Ringrazio di cuore il mio ragazzo, che mi è stato costantemente vicino aiutandomi a superare i momenti più difficili e a non demordere; da lui, tra le tante cose, ho imparato a mettermi sempre in gioco con la giusta grinta perché, alla peggio, dagli errori si impara.

Infine rivolgo un sincero grazie a tutti i miei amici, i quali mi hanno regalato felicità e con i quali ho trascorso magnifici anni di divertimento aiutandomi a distrarmi dai pensieri dello studio perché, anche questo, ogni tanto ci sta!

9 BIBLIOGRAFIA

[1] "Servizi EPC//O&M", società High Facing S.p.A, http://www.highfacing.eu/it.

[2] Redazione QualEnergia, "O&M fotovoltaico, nel 2013 un mercato da 5 GW", *Qualenergia.it*, 19 aprile 2013, http://www.qualenergia.it.

[3] A. Panzera, speciale "Operation and Maintenance degli impianti fotovoltaici", *QualEnergia.it*, pp. 1-23, 24 Aprile 2013, http://www.qualenergia.it.

[4] Guida CEI 82-25 edizione III v1, in materia di "Performance Ratio, PR (o indice di prestazione) dell'impianto fotovoltaico (CEI EN 61724)".

[5] "Performance ratio – Fattore di qualità per l'impianto fotovoltaico", *SMA Solar Technology AG*, pp. 1-9.

[6] E. Guerrieri, "Monitoraggio della gestione degli impianti a fonti rinnovabili", *Senior Technical Specialist/Photovoltaic Market* di Protos SpA, *www.qualenergia.it*, pp. 6-14 e 22-23, 26 giugno 2013.

[7] Prof G. Tudisco, "Generalità sui PLC", lezione di Sistemi Elettrici Automatici, I.TI. A. Malignani, pp. 1,2.

[8] "SCADA", http://it.wikipedia.org/wiki/SCADA, aggiornata Settembre 2013.

[9] Immagine piranometro, "Pirheliómetro y pitómetro,el termómetro solar", http://www.ennergis.com, aggiornata Settembre 2013.

[10] Immagine solarimetro, "Sonde e trasduttori – Sun4m, Solarimetro digitale", http://www.xeo4.it, consultata Agosto 2013.

[11] Video monitoraggio Energy Sentinel PV, "Energy sentinel PV web server", http://www.youtube.com/watch?v=xW6JUz7uAbQ.

[12] Immagini moduli con diversa tipologia di integrazione, "Pianeta sole – la nuova energia, Il Nuovo Conto energia", pp. 8-10, http://www.nceimpianti.it.

[13] DM 19 Febbraio 2007, articolo 2 comma 1 e allegati 2 e 3, in materia di "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", fonte Istituto poligrafico e Zecca dello Stato.

[14] G. Carrescia, F. De Mango, L. Feroli, L. Gaia, G. Pipia, F. Trezza e F. Vienna, *Fotovoltaico, Impianti a norme CEI, Guida Blu 15*, Torino, Edizioni TNE, 2/2013, p. 44.